



国际电气工程先进技术译丛

 Springer

海上风电成本建模： 安装与拆除

**Offshore Wind Energy Cost Modeling
Installation and Decommissioning**

(美) Mark J. Kaiser 著
Brian F. Snyder

赵振宙 郑源 霍志红 等译

 机械工业出版社
CHINA MACHINE PRESS



关于作者

Mark J.Kaiser教授，美国路易斯安那州立大学能源研究中心，研究和开发部主任；美国巴吞鲁日的路易斯安那州立大学石油工程系和环境系，兼职教授。获美国西拉斐特的普渡大学工业工程博士学位。

Brian F.Snyder，美国路易斯安那州立大学能源研究中心副研究员，美国佐治亚大学（雅典）生态学博士研究生。



国际电气工程先进技术译丛

海上风电成本建模:安装与拆除

(美) Mark J. Kaiser Brian F. Snyder 著

赵振宙 郑 源 霍志红 等译



机械工业出版社

本书首先介绍了欧洲海上风电场发展现状，提出了美国海上风电场发展的不足，然后利用欧洲海上风电场的安装方法和经验数据，为美国风电场安装成本评估方法进行建模。本书详细介绍了海上风电场的部件组成，特别是塔架基础部分；美国风电场租赁方法以及州和联邦政府之间的交叉管辖政策；风电场不同安装策略；不同安装船舶类型和选择，对风电场安装成本建模和评估方法进行了详细介绍。最后，本书对风电场拆除法规和流程、残余价值回收评估方法、拆除成本评估进行了介绍。

从上述内容可以看出，本书目的是建立海上风电场的施工成本评估方法，但也对涉及的海上风电场的相关基础知识进行了较为系统的描述。本书适合用于本科生或者从事该领域研究的研究生阅读，通过本书可以掌握海上风电机组的构成部件。本书还适合海上风电场的勘测设计院、施工单位以及运营方的工程人员阅读，通过阅读可以大致了解到欧洲先进海上风电场的安装或拆迁施工方法，施工船舶类型和选择方法，也可以总体把握安装或者拆除施工成本。

译者序

中国海上风电在近几年发展非常迅速，但是海上风电机组的安装施工方法和成本评估，以及对未来风电机组拆除方法和成本预估等方面的技术相对不成熟，有许多方面需要借鉴和学习国外经验。此著作思路清晰、说理透彻，详细地描述了海上风电场施工方法和施工成本评估方法，为国内从事风能教学研究的教师、风能专业学生、设计单位、施工单位、运营单位的工程人员提供了必须掌握的最基本理论知识，是很好的教学和技术培训参考书。

国内介绍海上风电机组的书籍不是太丰富，对于成本评估方法介绍的书籍更是甚少。因此，本书中文版的出版弥补了国内海上风电图书的空白，对我国风能技术的发展起到促进作用。

本书主要由赵振宙、郑源和霍志红等翻译。主要分工为：第1~3、7~9章由赵振宙翻译；第10~12章由郑源翻译；第4~6章由霍志红翻译。此外，具体参与翻译工作的还有黄娟、原红红、李涛、张玮、叶芬、陈景茹、蔡嘉等研究生，在此表示感谢。

鉴于本书涉及多个领域，译者对该领域的熟悉程度不同，书中必存不足之处，恳请广大读者批评指正。

译者

前 言

北欧的风速较强且恒定，在北欧过去的 10 年里，海上风电快速发展，在风电中的占有率也相应得到了快速增长。相比之下，美国目前还没有运行的或者在建的海上风电场。美国海上风电场的缓慢发展源于多个因素，如经济挑战、政府参与缺失、环境保护、公共极低的接受度、没有资本化的开发公司、租赁缺乏监管系统等。到 2011 年末，海洋能源管理、监管和执行局已经建立了海上风电发展的监管制度，一些开发商也已签署了电力购买协议，为了融资便利与更大的企业形成合作伙伴关系，在很多地区公众已逐渐接受了海上风电，并有多多个海上风电场规划在下一个 10 年建成。

这本书的目的是建立与风电场开发商相关的两个成本模型：安装成本和拆除成本。其中，安装成本是继采购成本后第二大资本支出，对项目总利润产生重要影响。拆除成本预计只是安装成本的小部分，但对政策制定者而言非常重要，因为在项目获准开发之前，它们决定了是否需要保证金监管机构。确定保证金为一个适当的值是很重要的。如果保证金被设置得太低，可能会留给政府财政来负责拆除；如果保证金定得太高，增加了开发商的成本。

第 1~4 章提供了介绍和背景材料。在第 1 章中讨论了欧洲和美国的海上风电场的发展现状，以及给出了欧洲发电能力和风电增长趋势。欧洲海上风电市场是全球主要市场，其累计海上装机容量占据全球 95% 以上市场，提供给欧洲企业安装船的数量，在未来还有可能大幅度的增加。第 2 章定义了风电场系统组成部分。第 3 章回顾了海上风电场的开发阶段，强调了州和联邦政府的租赁条例。第 4 章讨论了影响项目成本、成本估算、负债因素的基本概念，详细比较了欧洲风电市场和美国石油与天然气市场的异同。

第 5~7 章提供了成本估算模型的技术细节。在第 5 章中，介绍了安装方法的背景知识，分析了欧洲风电机组、桩基和电缆的安装时间数据。这种分析是用来估算安装成本和拆除时间，并为施工提供准则。第 6 章讨论了安装船、拆除船的日费率和扩展船要求。美国市场目前没有专门的风力机安装船，所以对于开发商而言，评估船舶的日费率是关键问题。为了解决这个问题，第 7 章建立了安装船日费率和在工地移动费用的经验模型。

在第 8 章中，参考类方法被用来规范和量化欧洲海上风电场的资本成本，并描述了欧洲的成本与美国市场成本的不同，以及影响两者差异的因素。估算提供了安装和拆除成本。

基于预期施工安装周期和预期船舶日成本，第 9 章进一步建立了安装成本模型。评估了美国规划的三个风电场（Cape Wind 项目、特拉华州 Bluewater 项目和加尔维斯顿 Coastal Point 项目）的安装成本，并进行敏感性分析（财务效益分析中使用现值法对项目进行不确定性分析的方法），以确定项目的不确定性和风险。

第 10~12 章重点介绍拆除。第 10 章概述了与拆除契约、拆除阶段和预期的工作流程相关的法规，提出了一种风力机的拆卸新方法，能够像砍伐树木一样拆除风力机，而不是使用大型升降船逐步拆卸。不同拆除方案的计算模型，如砍树方法，描述了在拆除过程中的不确定性和在施工项目开发初期阶段的成本估算。

第 11 章对风电场的结构部件进行了重量估计。这些重量用来估计 12 章中拆卸过程的残余价值和清理成本。第 12 章使用近似第 9 章的模型来估计拆除成本和清理成本，包括基础、塔架和风力机的残余价值，并计算了拆除替代办法的成本。最后模型根据现有数据的模型建议美国发展近海风电。

目 录

译者序

前言

第 1 章 2011 年海上风电发展	1
1.1 欧洲海上风电	1
1.2 美国海上风电	3
1.2.1 Cape Wind; 马萨诸塞州	6
1.2.2 Coastal Point 能源-加尔维斯顿; 得克萨斯州	7
1.2.3 Bluewater Wind; 特拉华州	7
1.2.4 Deepwater Wind; 罗德岛	8
1.2.5 花园州海上能源; 新泽西州	8
1.3 影响美国发展的因素	8
1.4 大西洋风力传输	9
参考文献	10
第 2 章 近海风电系统组成	11
2.1 测风系统	11
2.2 支撑系统	11
2.2.1 基础	11
2.2.2 过渡段	18
2.2.3 冲刷防护段	20
2.3 风力机	20
2.4 并网与电力输送	23
2.5 海上变电站	24
2.6 调试	25
参考文献	25
第 3 章 海上风电场的租赁和开发流程	26
3.1 项目地点	26
3.1.1 基线	26
3.1.2 州水域	27
3.1.3 外大陆架	27

3.2 开发过程	27
3.2.1 租赁许可	27
3.2.2 评估	27
3.2.3 设计	27
3.2.4 建设	28
3.2.5 调试	29
3.3 得克萨斯州海上风电租赁条款和条件	29
3.3.1 总体条件	29
3.3.2 加尔维斯顿岛租赁条款	31
3.4 联邦法律	32
3.5 联邦海上风电租赁条款和条件	33
3.5.1 行使权的种类	33
3.5.2 拍卖方式	33
3.5.3 招商流程	34
3.5.4 招商条款	35
3.5.5 开发流程	36
3.5.6 项目方案	36
3.5.7 停运	36
参考文献	37
第4章 海上项目特点及成本因素	38
4.1 总体设计	38
4.1.1 根据具体场址进行独特和多维性设计	38
4.1.2 风电场布局取决于主风向和审美	38
4.1.3 系统容量反映了商业地位	40
4.1.4 风力机选型设计对系统的影响	41
4.1.5 物理和工程的一般要求	42
4.1.6 系统的同质性促进安装成本的比较	42
4.2 市场	43
4.2.1 船舶的选择和可用性的权衡	43
4.2.2 安装船市场透明度差	43
4.2.3 不同级别的竞争	43
4.2.4 学习曲线的不确定性	44
4.2.5 美国项目经济和融资策略	44
4.3 合同	45
4.3.1 建筑合同定义成本类别	45

VIII 海上风电成本建模：安装与拆除

4.3.2 风险分配和成本	47
4.3.3 美国海上风电将可能采用多重合同开发	48
4.4 数据的局限性	49
4.4.1 小样本和不同项目特征	49
4.4.2 小样本限制分析技术	49
4.4.3 没有美国的项目正在施工	49
4.4.4 谨慎地比较应用项目	49
4.5 成本	50
4.5.1 船舶日费率是动态的，受市场驱动	50
4.5.2 灾难性故障的影响	50
4.5.3 港口设施和位置影响成本	50
4.5.4 近海建设的天气风险	50
4.5.5 公共与私人的交互影响成本结构	51
4.6 退役	51
4.6.1 法规条款定义了退役时间	51
4.6.2 退役工程是独特的，特征相同	51
4.6.3 退役操作是低成本的，也是常规的	52
4.6.4 存在的学习机会	52
4.7 风险和责任	52
4.7.1 共同的与个别的责任	52
4.7.2 每个租约都代表不同水平的退役风险	52
4.7.3 债券保护公共利益	53
4.7.4 承担限度随许多因素发生改变	53
4.7.5 美国政府是最后保障	53
4.7.6 债券不能提供完全保护避免违约风险	53
4.7.7 海上风电场中的财政失败并不算是风险	53
4.7.8 所有的债券程序都有限制和约束	54
参考文献	54
第5章 安装策略和选择	55
5.1 基础安装	55
5.1.1 单桩	55
5.1.2 导管架和三脚架	56
5.1.3 影响安装的因素	57
5.1.4 推荐的美国基础安装方法	58
5.2 风力机安装	58

5.2.1 运输	59
5.2.2 安装	59
5.2.3 影响安装的因素	62
5.2.4 美国提出的风力机安装方法	63
5.3 电缆安装	63
5.3.1 内部阵列电缆	64
5.3.2 输出电缆	64
5.3.3 影响安装的因素	66
5.3.4 美国的电缆安装方法	66
5.4 安装变电站	66
5.5 欧洲风力机安装统计	66
5.5.1 数据源	66
5.5.2 基础	68
5.5.3 风力机安装	69
5.5.4 电缆	70
5.5.5 变电站	72
参考文献	72
第6章 安装船及安装平台的要求	74
6.1 施工船种类	74
6.1.1 主要施工船	74
6.1.2 敷缆船	78
6.1.3 扩展船	78
6.2 影响船只选择的因素	80
6.2.1 基础	80
6.2.2 风力机	81
6.2.3 电缆	81
6.2.4 变电站	82
6.3 支撑扩展	82
6.3.1 基础运输	83
6.3.2 风力机运输	83
6.3.3 电缆	83
6.3.4 欧洲扩展船要求	83
6.3.5 美国潜在扩展船	86
6.4 美国船只的采购	86
6.4.1 琼斯法案	86

X 海上风电成本建模：安装与拆除

6.4.2 2011 年的美国船舶概述	88
6.4.3 新造船和改造船	90
参考文献	92
第 7 章 海上风力机安装船舶日费率建模	93
7.1 欧洲市场数据	93
7.2 日费率为新建成本的一部分	93
7.3 船舶租赁	95
7.3.1 组件方法	95
7.3.2 净现值 (NPV) 方法	97
7.3.3 限制	98
7.4 新建项目	98
7.5 美国日费率评估	99
7.5.1 假设	99
7.5.2 结果	100
7.5.3 限制	100
7.6 移动成本	101
7.6.1 拖船运输	101
7.6.2 自航式运输	102
7.6.3 重型起吊船运输	102
7.6.4 案例	103
7.7 总船成本	104
附录 A 租赁日费率	106
附录 B 造船计日制	107
参考文献	108
第 8 章 资本成本估算：一个参考的分类方法	110
8.1 比较与参考方法	110
8.2 源数据	110
8.2.1 样本设置	110
8.2.2 排除	110
8.2.3 参考类	111
8.2.4 校正	111
8.2.5 标准化	112
8.3 资本支出	112
8.3.1 概要统计	112
8.3.2 时间趋势	115

8.3.3 规模经济效应	116
8.3.4 回归模型	117
8.4 美国与欧洲风电成本的比较	121
8.4.1 风力机	121
8.4.2 风力机基础成本	121
8.4.3 电缆成本	121
8.4.4 安装成本	121
8.4.5 场址选择成本	122
8.5 成本动因	123
8.5.1 经济衰退	123
8.5.2 产品价格	123
8.5.3 供应链	123
8.6 前期预估	124
8.7 模型的局限性	124
8.7.1 错误和偏差的原因	124
8.7.2 参考类约束	125
附录 A 成本调整的实例	126
参考文献	126
第 9 章 海上风电安装成本	130
9.1 系统描述	130
9.1.1 用户输入	130
9.1.2 系统输入	130
9.1.3 导出数据	130
9.1.4 模型输出	130
9.2 用户数据	130
9.2.1 项目特征	130
9.2.2 船舶选择	131
9.2.3 安装策略	131
9.2.4 校正因子	132
9.3 系统数据	132
9.3.1 船舶说明	132
9.3.2 预期时间	132
9.3.3 船舶日费率	132
9.4 安装阶段计算	133
9.4.1 基础和风力机安装	133

XII 海上风电成本建模：安装与拆除

9.4.2 电缆安装	137
9.4.3 变电站安装	138
9.4.4 防冲刷保护	138
9.4.5 移动	138
9.5 参数化建模	138
9.5.1 船舶数据	138
9.5.2 基础	139
9.5.3 风力机	140
9.5.4 电缆	140
9.5.5 变电站	141
9.5.6 防冲刷保护	142
9.5.7 移动	142
9.6 假设案例	142
9.6.1 设置	142
9.6.2 部件成本	142
9.6.3 总成本	145
9.6.4 敏感性分析	145
9.7 提议的美国项目	147
9.7.1 Cape Wind：马萨诸塞州	147
9.7.2 Bluewater Wind：特拉华州	148
9.7.3 Coastal Point Energy，加尔维斯顿，得克萨斯州	149
9.8 模型限制	149
附录 A 参数复核	150
参考文献	153
第 10 章 退役法规和工作流程	154
10.1 退役法规	154
10.1.1 监管要求	154
10.1.2 退役契约	154
10.1.3 金融工具	155
10.2 海上风电退役阶段	155
10.2.1 项目管理和工程	155
10.2.2 风力机拆除	156
10.2.3 基础和过渡段拆除	158
10.2.4 气象塔和变电站平台拆除	159
10.2.5 电缆拆除	160

10.2.6 冲刷保护	160
10.2.7 场址清理和验证	161
10.2.8 材料处理	161
参考文献	162
第 11 章 结构重量运算法则	163
11.1 重量算法	163
11.1.1 管重量算法	163
11.1.2 基础	164
11.1.3 塔和风力机	167
11.1.4 电缆	169
11.1.5 变电站	170
11.2 案例	171
参考文献	172
第 12 章 退役成本估算	173
12.1 拆除方案	173
12.1.1 模型结构	173
12.1.2 风力机	173
12.1.3 基础	173
12.1.4 电缆	173
12.1.5 变电站及气象塔	174
12.2 风力机拆除模型	174
12.2.1 输入量	174
12.2.2 自运模型	174
12.2.3 驳船模型	175
12.2.4 非常规的模型	175
12.2.5 参数	176
12.2.6 实例	177
12.3 基础拆除	178
12.3.1 输入量	178
12.3.2 单个船	179
12.3.3 OSV 支撑	179
12.3.4 参数	179
12.3.5 实例	180
12.4 电缆	181
12.4.1 输入量	181

XIV 海上风电成本建模：安装与拆除

12.4.2 模型	181
12.4.3 参数	181
12.4.4 实例	181
12.5 变电站及气象塔	182
12.6 冲刷防护	183
12.7 场地清理	183
12.7.1 每个风力机	183
12.7.2 整个风电场	183
12.7.3 实例	184
12.8 材料处理成本	184
12.8.1 加工成本	184
12.8.2 残值	185
12.8.3 垃圾填埋成本	185
12.8.4 运输成本	186
12.8.5 造礁	186
12.8.6 实例	186
12.9 Cape Wind 海上风电场退役方案	188
12.10 拟建海上风电场的退役成本	189
12.11 讨论	190
参考文献	191

第 1 章 2011 年海上风电发展

1.1 欧洲海上风电

图 1.1 所示为 2011 年欧洲运行和在建的海上风电场项目。在建和运行的风电项目大约为 6GW，为全球累计海上风电装机容量的 95%。图 1.2 为建成风电场数量和新增风电场的平均容量。图 1.3 为新增容量和年增加容量。2012 ~ 2014 年数据为开发商预测数据。

2009 年之前，每年并网发电的不到 5 个海上风电项目，总装机容量小于 250MW。2009 年，海上风电得到了快速发展，有 11 个风电项目，总装机容量大约为 1GW。预计 2010 年到 2014 年，每年以平均 2GW 的速度增长，到 2014 年预计装机容量将达到 12GW[⊙]。只要相关政策支持风电开发及其所需基础设施，2014 年的新增产能依然非常乐观，增长趋势会继续。



图 1.1 并网和在建的总容量超过 100MW 的风电场
(2011 年 12 月，数据源自 4COffshore，工业报道)

表 1.1 为不同国家海上风电装机的获批容量、在建容量和发电量。预计到 2020 年海上风电装机容量将达到 23.7GW，其中到 2014 年将完成总规划的一半。截至 2011 年 12 月，英国拥有欧洲最大的风力发电能力，海上风电容量为

⊙ 这仅仅包含获批建设的风电场,并且其预测数量可获的风电场。

2 海上风电成本建模：安装与拆除

1341MW，在建装机容量为 2239MW[⊙]，占欧洲海上风电装机容量的 45%，在建装机容量为欧洲在建总容量的 75%。获批项目如果建成，德国将拥有 8.6GW 的海上

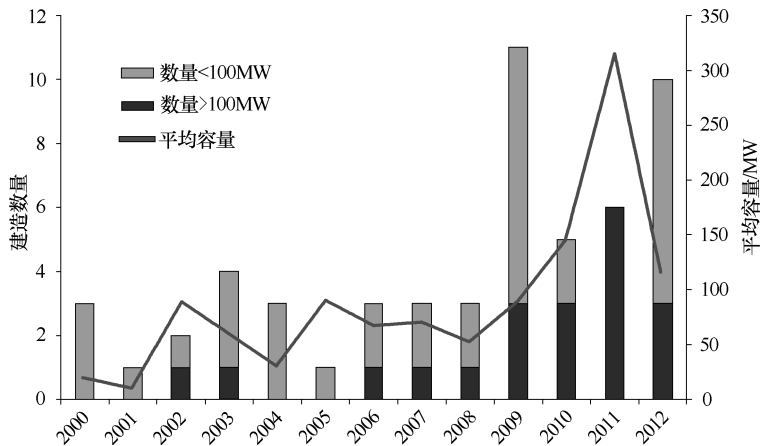


图 1.2 每年新建的风电场数量和新风电场平均机组容量
(数据源自 4COffore 工业报道)

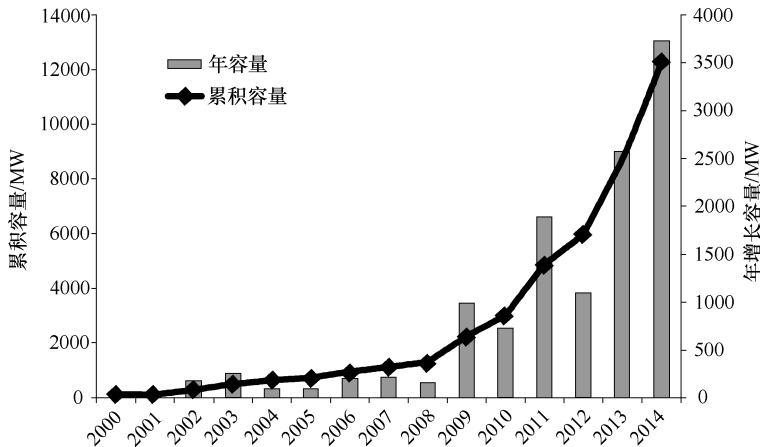


图 1.3 海上风电机组容量新增数量和累计装机容量
(数据源自 4COffshore, 工业报道)

风电装机容量，占全国总发电量的 4% ~ 5%。因此，在海上风电发展中期，欧洲海上风电虽然占总发电量比例较小，但是非常关键的来源。

在欧洲，海上风电市场的增长主要取决于开发商管理成本的能力和供应链。如果欧洲各个国家都要实现所制定的计划，整个供应链的增长是必需的。具体来说，

⊙ 在 2011 年，海上风电预计期望占据英国发电量的 1% ~ 2%，同时假设容量因数为 35%，总的国家发电量与 2005 ~ 2010 年的平均值相当。

新造安装船舶、额外的基础制造能力和开发海上风力机的自产供应链都是必需的^[1]。

表 1.1 2011 年 12 月各个国家海上风电容量（数据源自 4COffshore，工业报道）

国 家	规划/MW	在建/MW	运行/MW	总量/MW
英国	1257	2239	1341	4837
丹麦	436	0	856	1292
比利时	529	148	195	872
荷兰	3037	0	228	3265
瑞典	1531	0	161	1692
德国	7909	600	121	8630
芬兰	768	0	30	798
爱尔兰	1100	0	25	1125
挪威	407	0	2	409
爱沙尼亚	700	0	0	700
法国	108	0	0	108
共计	17782	2987	2959	23728

1.2 美国海上风电

美国海上风电开发位于大西洋海岸、五大湖和墨西哥湾（见表 1.2 和图 1.4），但迄今为止，仍然还没有已安装完成的风电机组项目。一些项目正在筹办，但最终被开发多少，存在诸多不确定因素。截至 2012 年这些进展缓慢的项目，在 2015 年之前上网发电的可能性依旧不大。由于太平洋近海大陆架的深度，尽管风资源相对比较丰富，但沿太平洋海岸短期内发展风电不太可能。

表 1.2 提出的美国海上风电场方案和开发状态（2011 年 12 月）

开发商	风电场	州	管辖 范围	容量 /MW	并网 (2015 年)	状 态
EMI	Cape Wind	马萨诸塞州	联邦	468	很可能	执行商业出租， PPA 签署，等待资助
Coastal Point	Galveston 海上风电场	得克萨斯州	州	150	很可能	发布出租信息，正 等待陆军工兵部队的 同意
Coastal Point	Jefferson, Brazoria, Corpus Christi 和 Brownsville	得克萨斯州	州	1800	不太可能	已经发布租赁信息

4 海上风电成本建模：安装与拆除

(续)

开发商	风电场	州	管辖范围	容量 /MW	并网 (2015 年)	状 态
LINYC	Long Island 海上风电场	纽约州	联邦	350 ~ 700	不太可能	应用 BOEMRE 租赁条款
Bluewater wind		特拉华州	联邦	200 ~ 600	很可能	PPA 签署, BOEMRE 的有限责任租赁条款, 正等资助
Southern Company		佐治亚州	联邦		不太可能	提供了 BOEMRE 租赁条款, 还没执行
Hull Municipal	Hull 海上风电场	马萨诸塞州	州	12 ~ 20	不太可能	开发资金不足, 不可能继续
Deepwater Wind	Block Island	罗得岛州	州	30	很可能	PPA 签署
Deepwater Wind	Garden State 海上能源	新泽西州	联邦	350	可能	BOEMRE 的有限责任租赁条款
Fisherman's Energy		新泽西州	联邦	330	可能	BOEMRE 的有限责任租赁条款
Fisherman's Energy	Atlantic City	新泽西州	州	20	很可能	被州政府允许, 启用了风能监测浮标
Bluewater Wind		新泽西州	联邦	350	可能	BOEMRE 的有限责任租赁条款
Baryonyx	Rio Grande	得克萨斯州	州	1000 ~ 1200	不太可能	发布了州租赁信息
Baryonyx	Mustang Island	得克萨斯州	州	1000 ~ 1200	不太可能	发布了州租赁信息
GLOW/LEEDCo	Cuyahoga	俄亥俄州	州	20	很可能	发布了州租赁信息, 并与 GE 公司达成协议
NYPA		纽约州	州	120 ~ 500	不太可能	RFP 发布



图 1.4 筛选的美国海上风电项目（摘自参考文献 [2]；工业报道）

计划在这两个州和联邦的水域开发示范项目和商业项目。得克萨斯州水域的大型开发项目是最早的，但大湖是发展最快的。州政府的海上风电开发的主要障碍之一是沿岸居民对视觉审美的不满。对于大多数州，州政府管辖的海域为离岸边 3n mile（海里）（1n mile = 1852m），不允许有足够的缓冲。大多数项目开发是在联邦水域进行的，特别是大西洋地区北部和中部（见图 1.5），那里具有最丰富的风资源，符合政府可再生能源投资标准，而且人口密度高，陆上发电量受限且存在电力传输等瓶颈。大西洋南部地区拥有大陆架特别浅的地理优势，但风速较低，陆上发电量没有制约。

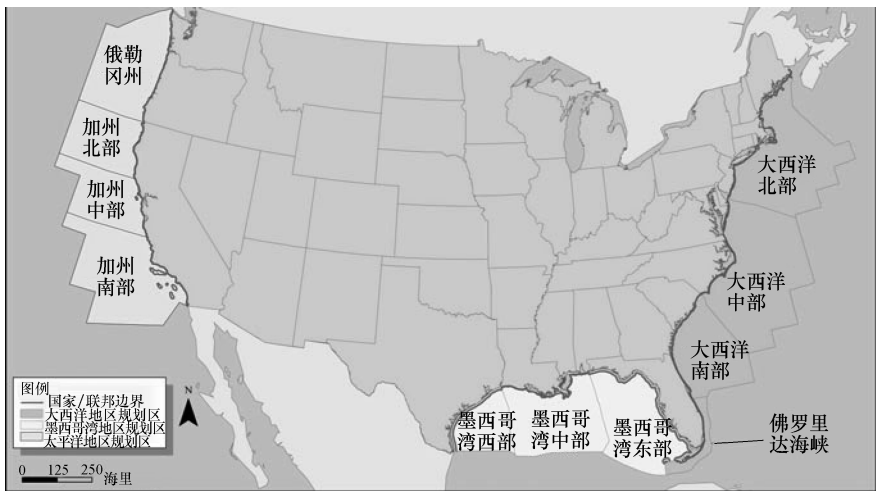


图 1.5 BOEMRE 规划的区域（源自 BOEMRE）

海洋能源管理、监管和执行局（BOEMRE）颁布了三项新泽西州近海租赁法案和一项特拉华州海上租赁法案，作为资源评估的依据。法案允许建测风塔和开展其他监测活动，但不允许进行商业开发。新泽西州租约授予 Fisherman's Energy、Bluewater Wind 和 Deepwater Wind 三家公司。特拉华州租赁权颁发给 Bluewater Wind 公司。南方公司提供佐治亚州近海租赁权，但它并没有被执行^[2]。

表 1.2 总结了联邦和各州的最近海上项目，到 2015 年能够上网的项目被划分为很可能、可能、不太可能三大类，对应安装几率分别为 90%、50% 和 10%。这种判断是依据预测、项目重要性、规模、开发商的财政能力、当地的政策支持和预想的经济环境。任何不良的因素将削弱发展。2015 年海上安装容量预计在 887 ~ 1287MW 之间。最有可能开始建设如下项目。

1.2.1 Cape Wind：马萨诸塞州

Cape Wind（鳕鱼岬海上风电场）计划在距 Cape Cod 约 6mile（英里，1mile = 1609.344m）（9.6km）的 Nantucket Sound 建造，在水深相对较浅（3 ~ 15m）的 Horseshoe Shoals 水域。Cape Wind 项目是单桩基础，由 130 台 3.6MW 风电机组组成，在 2011 年 Cape Wind 与西门子（Siemens）、Middleboro 签署了风力机供应合同，与 MA 制造企业正计划建立一个新的单桩风电场。Cape Wind 风电场装机容量为 468MW，将是世界上最大的海上风电场之一。临时施工区域将是距海上场址 100km 的 Quonset、Rhode Island。这与欧洲发展规划非常相似^[3]。

在 2005 年被分配到矿产资源管理服务之前，2001 年美国陆军工兵部队曾提出要建设 Cape Wind 风电场，2010 年矿产资源管理服务进行了重组，改名 BOEMRE。2010 年 4 月，内政部批准 Cape Wind 用于商业租赁，16 个月后完成环境影响报告书（EIS）。Cape Wind 没有批准通过目前的 BOEMRE 监管流程，但是通过专门设计的临时政策而获得允许，在另外一个项目（现已无效）继续通过租赁流程时，最终法规已经形成。

在 2010 年 Cape Wind 与国家电网签署了购电协议（PPA），协议同意购买 Cape Wind 发电量的 50%，周期为 15 年，上网价格为 0.207 美元/kWh [以每年 3.5% 的速度增加，并包括可再生能源信贷（REC）]，并签署了第二份合约，发电量剩余部分依据合同将被传输到另外设施。马萨诸塞州总检察长反对国家电网购电协议，并破坏了一份由公共事业部批准的 0.187 美元/kWh 上网价格收购的新合同的谈判。不计通货膨胀调整，合同在第 15 年的经营收入约为 40 亿美元。公共事业部反对国家电网收购 Cape Wind 的余下的 50% 电能，截至 2011 年底，这部分电能仍然未售出。

2011 年，Cape Wind 寻求融资并开始合作，Cape Wind 未能获得联邦贷款担保，但西门子公司已经表示愿意为该项目提供债务和股权融资。

1.2.2 Coastal Point 能源-加尔维斯顿：得克萨斯州

Coastal Point 能源（原风能系统技术）公司曾计划在得克萨斯州开发 5 个海上风电场。该公司是由曾经活跃在海上石油和天然气行业的工程师组成，其姊妹公司（CPE Development）正在开发室内基础制造、安装、项目管理、设计和工程能力。Coastal Point 和 CPE Development 拟实施本公司项目主要的工程任务，并对其他项目进行竞标^[4]。

Coastal Point 的所有项目都在得克萨斯州近海海域，近期的项目都是远离加尔维斯顿。2005 年，Coastal Point 完成全国第一个商业化的海上风电租赁，与得克萨斯州土地办公室签订了 12000acre（英亩，1acre = 4046.86m²）土地。2007 年租用额外 70000acre 土地^[5]。租赁需要在最初的筹建活动中每年支付 0.9 ~ 1.25 美元/acre，在运行过程中支付 3.5% ~ 6.5% 的税费，租期为 30 年。

加尔维斯顿风电场计划建成水深 50ft（英尺，1ft = 0.3048m）、区域为 7mile 的海上风电场。该风电场由 60 台 2.5MW 风力机组组成，桩基础为导管架基础，预计将耗资 3.6 ~ 4.5 亿美元。安装技术类似于石油和天然气工业。2007 年 Coastal Point 安装了测风塔。

Coastal Point 向美国政府提交了沿海的河流和港口法案许可申请。2008 年年底，Army Corps 的工程师开始着手风电场的建设，收到了第一台风力机的建设许可证。Coastal Point 计划 2011 年年底在石油和天然气平台上安装一台 2.75MW 的发电机组，但是到目前为止，还没有任何活动。Coastal Point 已经收购了马塔戈达、得克萨斯州附近的港口设施，拉斐特、洛杉矶附近的制造工厂，并正在进行融资，等待监管部门的批准。

1.2.3 Bluewater Wind：特拉华州

2006 年 11 月，德尔马瓦电力公司（Delmarva Power）发布了在美国特拉华州建设新电厂的请求，得到国家立法机关的响应。Bluewater Wind 提交了一份位于离岸 11.5mile、容量为 450MW 风电场的方案。2007 年 5 月，国家电网与 Bluewater Wind 进行购电协议谈判，并于 2008 年与德尔马瓦电力公司签署了一项协议，购买至少 200MW 海上风电，最大为 600MW 的电力。最终购电协议上网电价约为 0.12 美元/kWh，包括能源和可再生能源信贷，并给出每笔交易 3.5 的可再生能源信贷。

Bluewater 的初步计划使用单桩基础和升降船舶的安装技术。Bluewater 已表示有兴趣在费城的阿克伦造船厂制造三艘风力机安装船，并一直与风力机安装公司 A2SEA 讨论是否发展使用美国船只^[6]。

2009 年，Bluewater 收到 BOEMRE 安装气象仪器的租赁。2010 年 4 月下旬，BOEMRE 公开表明了对 Bluewater 场址的好感，第一步是在商业租赁之前，确定是否有竞争或利益冲突。BOEMRE 从两家开发商（Occidental Development 和 Bluewater）得到回应，并于 2011 年 4 月 BOEMRE 与 Bluewater 执行非竞争的商业租赁。

2011 年 6 月，由于联邦可再生能源的商业贷款担保计划即将终止，Bluewater 推迟气象塔的安装。根据合同的条款，Bluewater 需要在 2011 年 6 月 23 日之前支付德尔马瓦电力公司 400 万美元，Bluewater 要求延期到 2011 年 12 月 31 日，目前正在评估是否继续进行。

1.2.4 Deepwater Wind：罗德岛

2008 年，罗德岛对海上风力发电商业开发进行招标。Deepwater Wind（原 Winergy 公司）在 2009 年初被选中。两个项目被策划：一个为布洛克岛州水域的 8 台发电机组，共计 29MW 的小型风电场；另一个由 107 台 3.6MW 风电机组（共 385MW）组成，海上风电场约 20mile 处水深为 40 ~ 45m。Deepwater Wind 提出了安装风力机的新计划，但到目前为止，一直没有取得 BOEMRE 租赁权。

Deepwater 与国家电网达成了一项 20 年的布洛克岛风电场购电协议。合同价为 0.244 美元/kWh，由于过于昂贵，被罗得岛州公用事业委员会拒绝。罗得岛州议会通过了一项法律，要求公用事业委员会重新评估该项目并放宽标准、披露 Deepwater 债务以至于其开发成本，购电协议包含了降低价格的条款（如果成本低于预期的降价规定）。在 2010 年公用事业委员会批准购电协议，但在 2011 年遭到国家最高法院的拒绝。

1.2.5 花园州海上能源：新泽西州

Deepwater Wind 和 PSEG Global 是新泽西州天然气和电力供应商，计划开发的花园州海上能源（GSOE）项目，位于新泽西州 17mile，规模为 350MW。GSOE 回应新泽西州公用事业委员会的询价。拟采用的技术与罗得岛项目 Deepwater 相似。Deepwater Wind 收到了 BOEMRE 的租赁许可，并计划在场址安装一个移动的风监测浮标。

1.3 影响美国发展的因素

影响美国海上风电发展的三个主要因素：融资和购电协议，监管，供应链的制约。许多公司对海上风电开发感兴趣，但是高成本和高风险、融资难是目前的主要制约因素。融资将依赖于开发商谈判有利的购电协议。近期协商的购电协议对开发商提供了高回报，但由于成本转嫁到纳税人，受到监管者的挑战。购电协议的成功将取决于当地的电力市场，联邦和各州的温室气体政策，以及电网运营商期望的未来油气成本。

海上风电场的融资有望由于美国能源部的可再生能源贷款担保计划得到缓解。这项计划为开发商降低借贷成本和减少投资者的风险。然而，商业规模的可再生能源项目资金贷款担保于 2011 年 9 月截至，并没有海上风电开发商接受担保。因此，很可能会允许开发商进行个人融资。

海上风电发展的主要障碍之一是页岩气的演变。充足的天然气供应降低了天然气发电的成本，使海上风电开发商竞争显得更加困难。此外，储量大将改变公用事业期望的未来电力成本，这可能会降低他们为海上风电项目支付的意愿。

联邦水域 BOEMRE 的租赁税率和州水域陆军工程兵监管部门是不确定的。Cape Wind 已被批准，但其租赁权没有通过 BOEMRE 的新法规。目前没有联邦商业租赁通过 BOEMRE 法规。利息得知时间、商业租赁报价、提交时间都不确定。

如果没有一个可靠和高效的供应链，海上风电开发是不能发生的。风力机安装船特别难采购，采购主要受制于琼斯法案。假设安装一台 3.6MW 风力机的平均时间是 1 周，安装容量为 1GW，需要约 2000 船·天。要在 4 年内安装这种容量至少需要两艘，可能是三艘安装船。在短期内，许多风力机部件和海底电缆将需要从欧洲进口，这将增加开发成本。

1.4 大西洋风力传输

2010 年 10 月，谷歌和 Good Energies（能源投资公司）计划在大西洋联邦水域建立一个 6GW 的高压直流输电线路称为大西洋风力传输（AWC）。最初，该计划要求连接新泽西州北部到特拉华州 150mile 电缆，花费 18 亿美元。从新泽西州到弗吉尼亚州诺福克、弗吉尼亚州，项目总运行 350km，耗资 50 亿美元。电缆的目的是将弗吉尼亚州廉价的电力，输送到纽约和新泽西州昂贵的市场，并把海上风电输送到岸边。如果建成，海底电缆的电量和长度都是世界上最大的。

该电缆可能会理顺沿线建成的风电场输出功率的波动，使得海上风电更可靠、更有价值^[7]。此外，电缆可以将电力从电价较低的地方传输到较高的地方，可能对经济发展更有利。

然而，从该地区输送海上风电到另一个区域可能对当地利益相关者有冲击。几个州的州长（特拉华州、马里兰州、新泽西州和罗得岛州）支持海上风电作为一种手段满足国家可再生能源比例标准（RPS）。如果一个州政府的海上发电被出售给另一个州的电网运营商，电力将不能计入 RPS 目标，公众不太可能支持海上风电。

也有一些关注，AWC 可以从弗吉尼亚州到北方市场运输煤电，海上风能开发商将不得不与这些廉价的能源竞争。AWC 支持者认为 AWC 即使是用来向东北市场运输煤电，AWC 对碳排放的总体影响仍然是积极的。最后，对于风电开发商来说，与 AWC 互连的决定是复杂的，在所有情况下可能都不会是首选。

参 考 文 献

1. EWEA (2009) Oceans of opportunity. European Wind Energy Association, Brussels
2. Musial W, Ram B (2010) Large scale offshore wind power in the United States: assessment of opportunities and barriers. National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO. NREL/TP-500-40745
3. MMS (2008) Cape Wind final environmental impact statement. Minerals Management Service. Herndon, VA. 2008-040
4. Coastal Point Energy (2010) Introduction to Coastal Point Energy. <http://www.millergroupofcompanies.com/presentations/CoastalPointEnergyPPT3.pdf>. Accessed 29 Oct 2010
5. Bogo J (2010) Texas to Cape Wind; you're not first yet. Popular Mechanics, May 3
6. Prowse M (2006) A2Sea vessel support letter
7. Kempton W, Pimenta FM, Vernon DE, Collie BA (2010) Electric power from offshore wind via synoptic-scale interconnection. Proc Nat Acad Sci 107(16):7240–7245
8. Pfeifenberger JP, Newell SA (2010) Direct testimony of Johannes P. Pfeifenberger and Samuel A. Newell on behalf of AWC. Federal Energy Regulatory Commission, Dec 20

第 2 章 近海风电系统组成

2.1 测风系统

气象塔（又称测风塔）是在风电场规划阶段安装的第一个装置。测风塔主要用于评估项目规划区域内的气象环境以及收集气象数据。测风塔主要由基础、登船平台、测风仪及其他仪器、导航灯和导航标志等相关设备组成（见图 2.1）。可能还需用到浮标。

测风塔利用不同高度的风速仪，来监测不同高度的风速数据，以此表征项目规划区的气象环境。不同的传感器用来收集垂直面上的风速和风向数据、气温和气压、洋流速度和方向、海水温度。测风塔监测的数据用来测试功率性能、风资源评估，以及便于日后的维护管理的有效评估。

监测系统的安装使用是由美国陆军工程兵团（全国许可授权 5 和 6）、美国海岸警卫队（私人导航帮助）及 BOEMRE（有限租赁）或国家租赁机构许可授权的。

2.2 支撑系统

支撑系统指的是基础、过渡段及冲刷防护段。基础主要用于支撑风力机。连接在基础上的过渡段是为了吸收倾斜公差，简化塔架的连接。冲刷防护段用来保护支撑系统，不被海洋环境破坏。

2.2.1 基础

根据风电场的条件来设计基础。最大风速、水深、波浪高度及海浪特性都会影响基础的类型和设计。风力机和塔架的尺寸和重量也是关键因

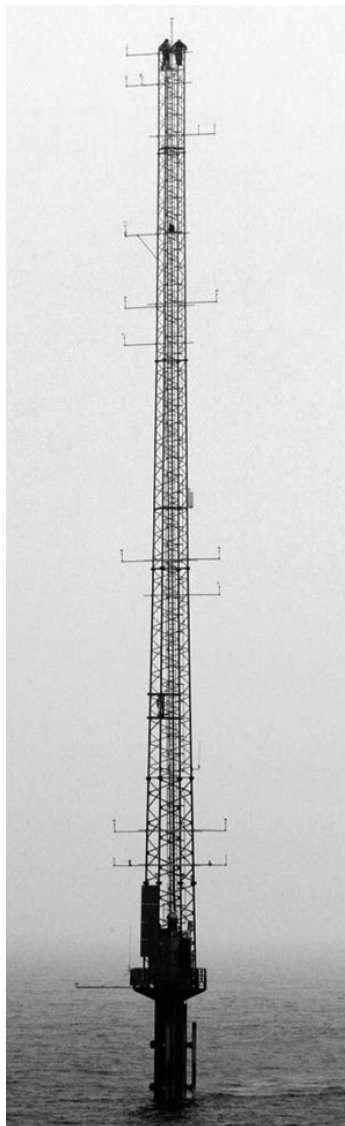


图 2.1 Horns Rev 风电场的测风塔
（源自 DONG 能源公司）

素。在海上风电场，每个基础都是根据它所在位置的水深进行设计的。

目前，海上风电场的基础结构有四种基本类型：单桩基础、导管架式基础、三脚架式基础和重力式基础。也有一台单机为 2.3MW 的试验机组被安装在浮式基础上。整个浮基先在陆地上预制好，然后通过大型驳船或其他船舶运送至海上，用起重重机或浮吊将基础安装在海底。

1. 单桩基础

单桩基础桩直径较大，桩壁较厚，钢管桩被打入（打桩锤）或被钻入（或两者皆用）海床（见图 2.2）。通常管桩的外径为 4 ~ 6m，管桩的 40% ~ 50% 被打入海床。管桩的厚度和被打入海底的深度取决于设计载荷、土壤条件[⊙]、水深、周围环境及设计准则。打桩比钻井效率更高、成本更低。由于成本低、工艺简单，目前单桩基础在浅水域（<20m）开发（见表 2.1）中应用最广泛，但是受到深度和地下环境因素的限制，该种结构基础在深水域的应用可能并不普遍。然而，不久的将来，在像美国一样拥有新兴市场的国家，单桩基础有望被大力采用。

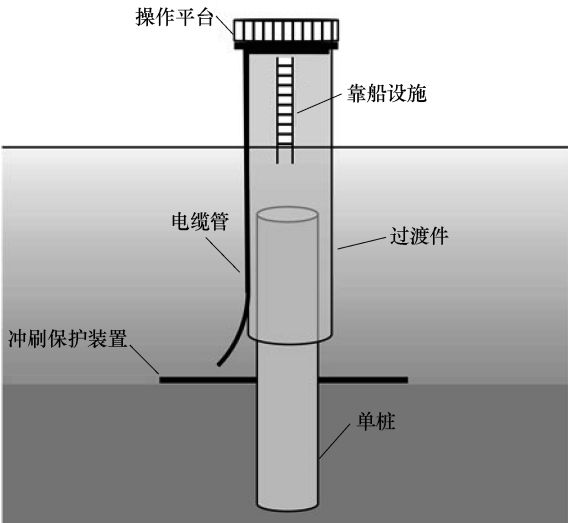


图 2.2 单桩基础结构

表 2.1 海上风电场基础类型分布预计（2010 年，源自 Bluewater Wind）

基础类型	截止到 2008 年年底 安装的比例（%）	计划在 2009 ~ 2011 年 安装的比例（%）	规划在 2011 ~ 2020 年 安装的比例（%）
单桩结构	75	80	50 ~ 60
重力式结构	24	15	5
导管架/三脚架式结构	1	5	35 ~ 40

⊙ 在松软土壤区域,需打更深的洞和更厚、更结实的钢架。

2. 三角架式基础

三角架式基础由一根中心桩和三根圆柱形钢管连接组成，通过这个将桩固定于海床（见图 2.3）。相比单桩基础，三角架式基础比较重，制造成本较高，但更适用于深水域。Alpha Ventus 风电场是目前唯一使用三角架式基础的运行风电场（见图 2.4）。

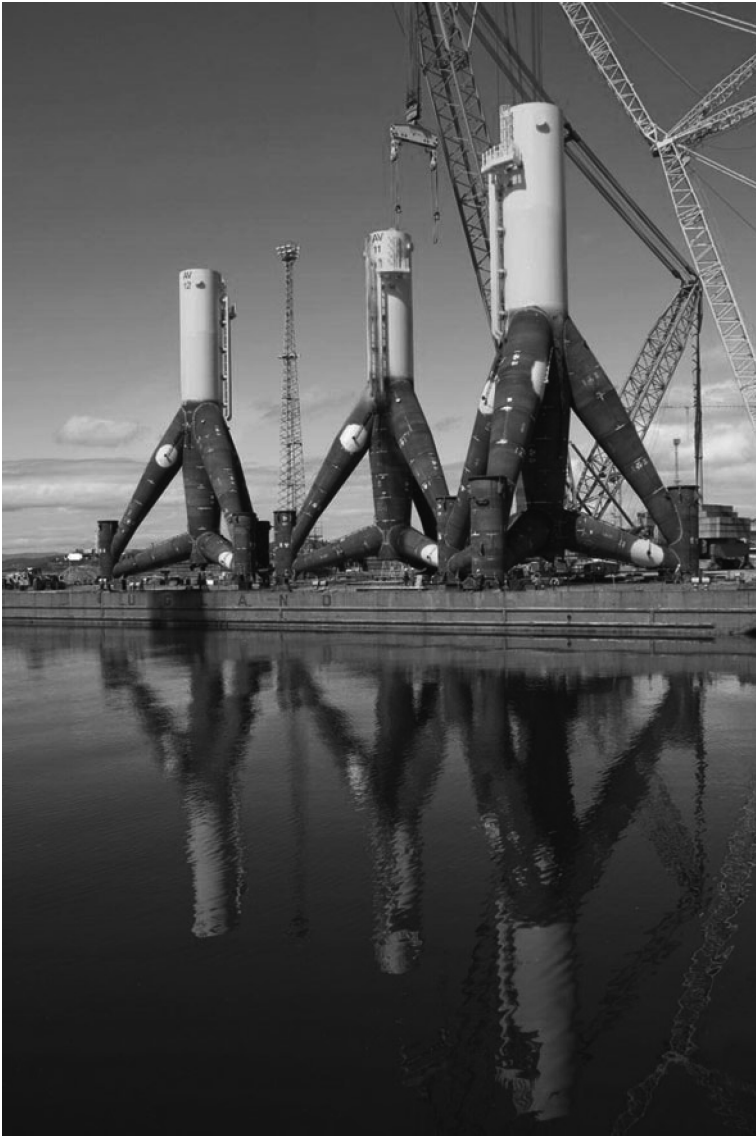


图 2.3 三角架式基础（源自 Alpha Ventus 风电场）



图 2.4 Alpha Ventus 风电场三角架式基础的安装（源自 Alpha Ventus 风电场）

3. 导管架式基础

导管架式基础是一个开放式钢桁架，由一系列管状构件焊接而成，能从海底延伸至水面之上（见图 2.5）。桩从导管架的每条腿上被打入海底[⊖]，或通过基础底部的裙桩植入海底以避免侧向载荷的作用。导管架式基础结构庞大又沉重，需要昂贵的设备来运输和吊装。到目前为止，导管架式基础还没被广泛采用，因为它只适用在近岸的浅水域。导管架式基础的适用范围大概在水深 50m 左右。至今利用导管架最深水域的两个风电场为 Beatrice（水深 45m）和 Alpha Ventus（水深 30m），支撑了 5MW 的风电机组。导管架式基础也常被用于支撑近海变电站（见图 2.6）。成本因素限制了导管架式基础在 100m 以下水域的发展，但是它仍然可以用在深水水域（100m 以上）。

4. 混凝土结构基础

重力式基础采用钢筋混凝土结构，利用它们本身的重力响应风浪组合荷载（见图 2.7）。重力式基础需要特定的并且能承受它们重量的生产设备（船坞、加固的码头或者专用驳船）。已经有好几个海上风电场使用了重力式基础，包括 Middel-

⊖ 单桩基础、导管架基础以及三角架基础都是通过桩来固定在地表下的。然而，设计中可采用吸力沉箱来实施。吸力沉箱是采用圆柱形结构的沉箱，与倒过来的水桶相似，利用其重力沉入到海床上^[1]。在沉箱内进行抽吸，将水泵出。利用这种内外的压力差将沉箱植入海床。

grunden、Nysted、Thornton Bank 和 Lillgrund 风电场。重力式基础的制造成本比单桩基础低，但是它的安装成本却比较高，主要是由于重力式基础在安装前首先要进行疏浚作业及抛石工程，还需要专门的起重吊运船舶（见图 2.8 和图 2.9）。目前 Thornton Bank 风电场使用了最深的重力式基础（27m）。重力式基础主要用在不能打桩的海域以及附近有混凝土结构预制场的地区^[2]。易结冰的海域也比较适用重力式基础^[3]。



图 2.5 Alpha Ventus 风电场的导管架式基础（源自 Alpha Ventus 风电场）



图 2.6 Alpha Ventus 风电场中导管架式基础支撑变电站
(源自 Alpha Ventus 风电场)



图 2.7 Thornton Bank 风电场在建的重力式基础 (源自 Luc van Braekel)



图 2.8 Thornton Bank 风电场起重机 Rambiz 正在安装重力式基础
(源自 Luc van Braekel)



图 2.9 Eide Barge 5 正从驳船上起运重力式基础
(源自 DONG 能源公司)

在北海，重力式基础已被用于近海油气开发工业中。但在美国，目前正在运行的油气行业还没有用钢筋混凝土结构，而且也没有计划在近海风电开发中使用。在欧洲，值得关注的是重力式基础将可能继续在浅水域和中等水域中发挥重要的作用。不管怎样，它们可能不会运用在美国的海域。

5. 浮式基础

随着水深度的增加，钢结构的平台受到经济成本的限制。在近海油气行业中，水深对平台的限制在450m左右（1500ft），但在近海风电行业中，出于对成本的考虑，可能限制在100m以内。浮式基础由浮动平台和锚泊系统组成。浮式基础风电机组有好几种设计理念，每一种又多种多样，如油气行业的柱形浮筒结构和张力腿结构（见图2.10）。

StatOilHydro 运用了水平轴风力机概念。2009年在挪威海域安装了一台试点机组（见图2.11）。该基础筒径8.3m，水下圆筒长100m，由三根系泊链固定在海底。水平轴风力机安装在峡湾，部分淹没在海水里。然后将填充物加进去，将风力机装在上面。组装好的机组被托运至海上安装，并将锚也放置好。

Blue H公司在张力腿平台的基础上设计了一个适合于深水域的新概念。一台试点模型已经安装在了意大利的沿海。另外一台打算安装在马萨诸塞州的南部沿海地区。这个想法是这样的：叶轮上装有两个叶片，水下面的部分钢结构利用平衡物拴在海底。他们计划先在陆地上将机组和基础组装起来，然后运送到海上去。

2.2.2 过渡段

基础安装好以后，过渡段就安装在基础顶部以创建一个水平平台（见图2.12）。过渡段的大部分被装在水下面但并没接触到海床，船艇碰垫、竖梯、甲板以及扶手都露在水面上。对于单桩基础，通常用水泥浆填满桩与过渡段之间的间隙。对于导管架和重力式基础，在港口内直接安装好过渡段，所以并不需要专门的近海吊装机。而且这种过渡段没有着陆船、电缆和其他辅助设备，因为这些设备都安装在基础的其他位置。



图2.10 水平轴风力机的支撑结构（源自 StatOil）



图 2.11 近海水平轴风力机（源自 Oyvind Hagen/Statoil）



图 2.12 Horns Rev II 期工程中过渡段正要被安装在单桩基础上
（源自 DONG 能源公司）

2.2.3 冲刷防护段

当机组被安装在通流、海床易腐蚀的地方时，冲刷会使结构不稳定。冲刷是指冲走基础支撑结构周围的沉积物。冲刷防护需要根据现场海水流动、波浪形式以及基础类型而定。低技术及低成本的方法通常足以解决这个问题。已被普遍采用的冲刷防护措施包括在不同部位加装岩石，或者基础周围浇筑混凝土。对于单桩基础，可以在打桩前或打桩后加一层小岩石，待电缆装好后，就可以在基础周围堆积大型遮盖的石头^[4]。单桩基础、重力式基础和三脚架式基础都需要专门的防护措施，然而导管架式基础很少甚至不需要冲刷保护^[5-7]。

2.3 风力机

风力机通常由塔架、机舱、轮毂和叶片组成。叶片安装在轮毂上构成风轮，塔架连接在过渡段上，机舱装置在塔架顶部，然后风轮就连接在机舱前端（见图 2.13）。第 5 章将讨论几种不同的安装方式。



图 2.13 在 Nysted 风电场组装好的风轮被安装在机舱上
(源自 DONG 能源公司)

近海风电机组装机容量从 2 ~ 5MW 不等，各尺寸如表 2.2 所示。各组件的尺寸和重量取决于机组装机容量的大小，如风轮尺寸、叶片的选取、轮毂、机舱材料等其他设备。早期就有了风力机，但是近海风电技术还处于发展初期，还需进一步的发展。2011 年，Vestas 公司开发了 7MW 的海上风力机，同时西门子公司安装了一台 6MW 的无传动机构的风力机模型。Sway 公司打算在 2012 年底安装一台 10MW 的风力机模型。

表 2.2 海上风电机组常用的结构尺寸

风 电 机 组	容量/MW	叶片长度/m	塔架/t	风轮/t	机舱/t
西门子公司 3.6-107	3.6	52	180 ~ 200	95	125
Vestas 公司 V90-3MW	3	44	100 ~ 150	42	70
Repower 公司 5M	5	61.5	210 ~ 225	120	300

1. 塔架

塔架是经过钢管切割、轧制、焊接[Ⓐ]而成的柱形结构。塔架不但支撑了整个风力机还兼容了电厂其他的设备，包括安装在底部的变压器[Ⓑ]、顶部的偏航系统及通信电力电缆。塔筒里面还安装了通往机舱的梯子或者升降机。安装时，塔筒的每一块钢板都拴在一起，或者在港口预先安装好。塔筒的高度由风轮直径和水位决定。典型塔筒的高度为 60 ~ 80m，加上风轮后的高出水平面 70 ~ 90m。塔径和强度取决于机舱的重量和预期的风荷载。

2. 机舱

机舱内有发电机、齿轮箱、控制柜及维修设备（见图 2.14）。机舱一般都是由主框架和舱盖组成。主框架里面连接着齿轮箱、发电机和制动装置，分别用于传递风轮荷载、生产电力和强制停机^[8]。机舱是大型装置，又高又重，通常对选择合适的安装船只有着重重要的影响。机舱的相对大小如图 2.15 和图 2.16 所示。

3. 轮毂

轮毂是铸钢结构，它将叶片的水平风荷载传递给机舱，并通过低速轴将转动机械能传递给齿轮箱。轮毂是风力机的重要组成部分之一^[9]，它可能还包含控制叶间距的动力机械。

4. 叶片

叶片为翼形，由复合型或加强型的合成树脂制成。叶片被用螺栓固定于陆上或海上风力机轮毂上。因为构成材料重量较轻，叶片长度较长（50 ~ 60m），所以在安装过程中，对大风较为敏感。已安装结构的尺寸和形状决定了陆上和海上运输的复杂性。

Ⓐ 制造商购买钢材作为热轧钢板，并使用标准机器对这些钢板进行冷轧和焊接。
Ⓑ 风力机变压器或者放置在顶部的机舱内，或者放置在塔架底部。变压器用于将风力机发出的电能转化为接近 34.5kV 的电压，以实现与接入系统的连接。

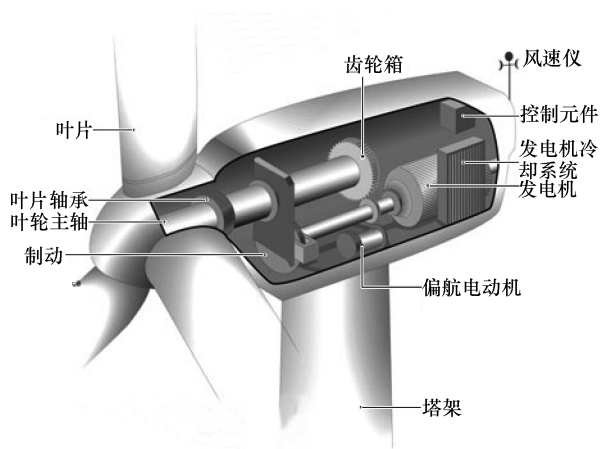


图 2.14 机舱图解（源自德国可再生能源委员会）



图 2.15 机舱的相对大小（源自西门子公司）



图 2.16 机舱的相对大小（源自西门子公司）

2.4 并网与电力输送

电缆将风电场的风力机连接到电网，根据风电场的结构布置，电缆将每一排机组的发电量收集起来，再将它们输送到一个共同的地方或变电站以便传送给海滨城市（见图 2.17）。

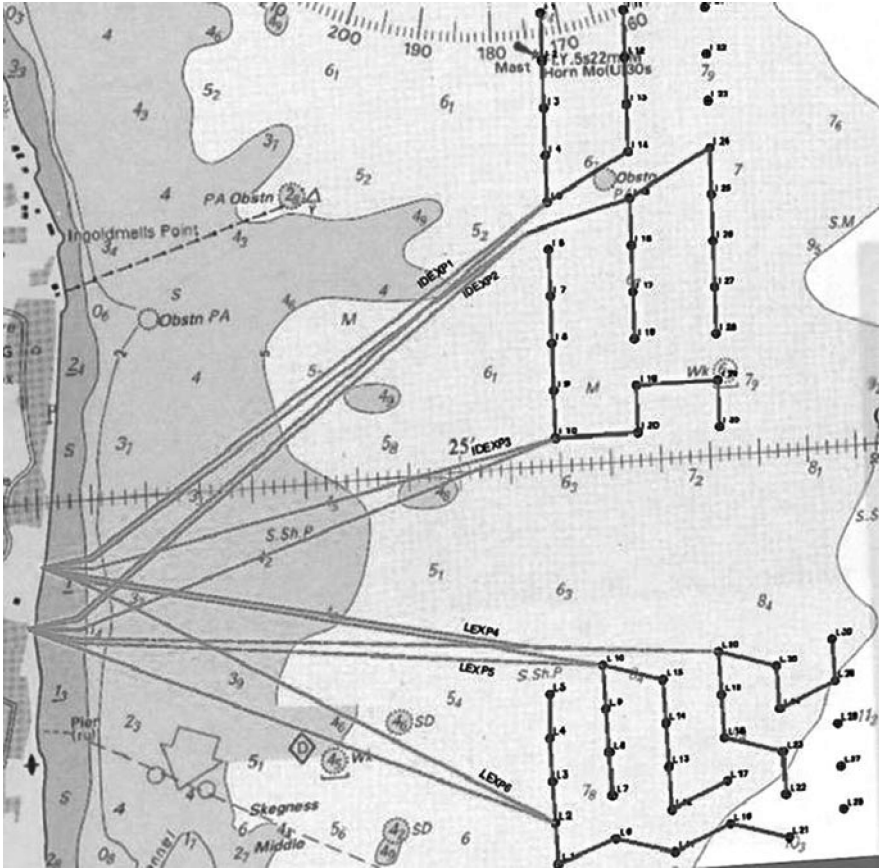


图 2.17 林恩和道斯的电缆分布图（源自西门子公司）

1. 内部阵列电缆

内部阵列电缆将风力机一个个相互连接起来，如果可以，也可连接到近海变电站。风力机的发电机是低压的（通常 $< 1\text{kV}$ ，一般为 $500 \sim 600\text{V}$ ），因而不能直接同其他发电机相互连接，此时需要变压器将电压提升到 $10 \sim 36\text{kV}$ 以便相互连接。内部阵列电缆连接到变压器上，从基础底部的泥土中延伸出去。电缆被埋在地下 $1 \sim 2\text{m}$ 深处，并连接到下一排机组的变压器上。因为更多的机组连接在一起，电缆

传输的电能就增多了，所以电缆的尺寸或者电压也该增大以满足所增负载的需要。连接机组和机组的电缆线是不连续的，电缆线的数量根据风电场的布局、机组间的距离及机组数量而定。

2. 输出电缆

输出电缆是将风电场连接到陆上的传输系统，一般情况下都是连续的。输出电缆需要埋起来防止暴露在外，有的地方还需加冲刷保护。在海滩上，电缆可能来自于陆地上，也有可能连接到同一类型电缆上，又或者连接到陆上变电站。电缆沿线的水深、泥土、海岸线类型及其他很多因素都决定了电缆路线、敷设时间及成本。通过陆上变电站或配电站，海上风电场发出的电能得以并网。如果交汇点（POI）电压值不同于水下传出的电压，那么变压器就要进行调整以匹配 POI 电压。否则，配电站就要直接连到风电场。基于这点，发出的电能就要根据当地的实际需要需要通过 PPA 或者通过对独立系统运营商市场的了解，进行计量和购买。

输出电缆是由三根电镀的绝缘导线组成的。中压（通常在 24 ~ 36kV 之间）电缆用在没有海上变电站的地方，高压电缆（通常在 110 ~ 150kV 之间）常被用在有海上变电站的地方。高压电缆传输电能的能力比中压电缆高，但是它比较重，直径也较大。高压电缆重量为 50 ~ 100kg/m，而中压电缆重量为 20 ~ 40kg/m。

2.5 海上变电站

海上变电站的作用是提高风电机组发出来的电压以减少输电损耗，变电站的规模是根据额定功率而定的，并将来自收集系统的线电压提高到高压水平，通常叫做 POI 电压。

所有的海上风电都需要变电站但是并不是所有的变电站都设置在海上，对海上变电站的需求取决于发出的电能和离海岸的距离，因为这决定了资本支出的平衡和输电损耗^[10]。海上变电站包括电压互感器、开关设备、备份柴油发电机和水槽、住宿设施、J 管和中高压电缆。变电站一般建在风电场中最能缩短输出和输入电缆距离的那个地方。变电站通常不小于 500t，也被安装在类似于风力机基



图 2.18 变电站被吊装在单桩基础上
(源自海上风电海军服务)

础的底座上（见图 2.18）。陆上变电站还包括监测电能质量（如电压的稳定性、谐波干扰）的设备，以及监测和控制整个系统运行状况的 SCADA 系统。

2.6 调试

调试是指在所有组件都已安装完毕，但还没有进入商业化运转之前的工作。调试包括电气测试、机组和电缆检测及其他相关质量监测步骤。通信监测系统是为了让机组运行人员在监控室就可以监测到偏远地区机组的运行情况。

参 考 文 献

1. Byrne B, Houlsby G, Martin C, Fish P (2002) Suction caisson foundations for offshore wind turbines. *Wind Eng* 26(3):145–155
2. Volund P (2005) Concrete is the future for offshore foundations. In: *Proceedings of Copenhagen Offshore Wind*, Copenhagen, 26–28 Oct 2005
3. Volund P, Jorgensen LB, Gravesen H, Sorensen SL, Pedersen B, Lorenz RS, Miller R, Ostergaard S, Riber HJ, Pedersen J, Gjerding JB (2003) Ice loads on offshore wind turbine foundations. *Energi E2* #15822
4. Gerwick BC (2007) *Construction of marine and offshore structures*, 3rd edn. Taylor and Francis, Boca Raton
5. Den Boon JH, Sutherland J, Whitehouse R, Soulsby R, Stam CJM, Verhoeven K, Høgedal M, Hald T (2004) Scour behaviour and scour protection for monopile foundations of offshore wind turbines. *European Wind Energy Conference*, London, 22–25 Nov 2004
6. Seidel M (2007) Jacket substructures for the REpower 5 M wind turbine. *European Offshore Wind Conference*, Berlin, 4–6 Dec 2007
7. Larsen JHM, Soerensen HC, Christiansen E, Naef S, Vølund P (2005) Experiences from Middelgrunden 40 MW offshore wind farm. *Copenhagen Offshore Wind Conference*. 26–28 Oct 2005
8. Manwell JF, McGowan JG, Rogers AL (2002) *Wind energy explained-theory design and applications*. Wiley, New York
9. Hau E (2006) *Wind turbines: fundamentals, technologies application economics*. Springer, Berlin
10. Wright SD, Rogers AL, Manwell JF, Ellis A (2002) Transmission options for offshore wind farms in the United States. In: *Proceedings of the American Wind Energy Association Annual Conference*, 1–12 2002

基线是陆地与海洋的分界线。州政府用各种点来划分私有和国有，而联邦政府利用美国官方海图上标注的沿海平均最低水位线（低潮时期的最低水位）定义基线。基线跨越河口，穿过海湾，沿着复杂海岸线的外部边缘。

3.1.2 州水域

除了得克萨斯州和西佛罗里达以及波多黎各的水域是离海岸线 9n mile[⊖]外,其他近海州水域覆盖面积从基线以外的 3n mile 起,如路易斯安那州为距离海岸 3n mile。美国一半的大湖归州所有,1953 年水下土地法案规定了该地区的州海上管辖权(第 43 项第 1301 节)。联邦政府可能会调整水域的商业、航运、电力产业(通过联邦监管委员会)、国防以及国际事务。然而州政府有权管理、开发和租赁整个水域的资源,包括海底和海上的。

3.1.3 外大陆架

联邦政府负责管理外大陆架,包括淹没的土地、底土以及位于州政府管辖和联邦政府管辖之间的海床。一般情况下,这片区域距离基线 3 ~ 200n mile。

3.2 开发过程

3.2.1 租赁许可

开发海上风电场的第一步是要从土地拥有者那里获得风电场租赁权。对于海上风电场,拥有土地所有权的可能是州政府也可能是联邦政府,根据近场址位置而定。在公共土地上,政府要确保噪声环保、安全开发以及公平地回报社会,并且要公开所有的租赁条款和规定。在州政府和联邦政府的土地上,土地租赁通常包括两个阶段的条文:一是最初的评估阶段;二是后续的商业阶段。

3.2.2 评估

公司得到租赁权之后,下一步就是要测定场址风资源,并对环境进行初步的研究。评估期间,塔架安装、工程研究和设计工作都要同步进行。一旦评估确定为商业可行,那么资金就要安排到位,电力购买协议需要谈妥,机组容量、模型和安装位置都要确定下来。如果因为风资源匮乏或者其他困难,如许可问题、运输问题、电力交易价格不合理或者融资不到位等,确定不适合继续发展,那么租赁终止或者公司不选择继续发展。只有确定为商业可行的项目才会着手施工。

3.2.3 设计

大部分设计工作都是在评估阶段完成的。海上风电项目都对风电场进行了设计,因为每一个风电场都是不同的,所以需要到场址进行单独的设计和规划。根据地理因素不同,场址可以分为多种种类,地质因素包括海床的深度和形态,海底的组成结构,地质和海底稳定性;气象学和海洋学因素有风、波浪、海流、潮汐和季节变化;人为因素有港口基础设施,运输密度,受限地区,商业捕鱼,石油和天然

⊖ 1n mile = 6076ft 或 1852m。

气开发，管道，海底电缆，浮标，疏浚工程，海难，海岸工程及安全隐患；环境因素包括海底栖息生物，鱼类和贝类，鸟类，海洋哺乳动物；陆地因素有公用事业，地质，海滩和近岸稳定性，气候和环境因素。

3.2.4 建设

建设包括采购、制造、组装和安装。采购成本最大，其次是制造、装配和安装。建设成本一般包括原料成本（如钢）、打桩成本、过渡件和保护装置成本以及装配机组的成本。根据现场整合度和装配需要，制造可能在临时区域或者其他地方进行，有可能要搭建一个或多个临时工作点。

1. 采购和运输

采购和运输包括获取设备并将设备运输到临时的工作地。设备包括气象仪，机组（塔架、机舱、轮毂、叶片等），电缆，变压器，监控器，数据采集系统（SCADA），光纤和其他一些不需要制造的物品。机组是最主要的成本支出，根据固定成本和运输安排购买。机组被运送到临时工作点，根据安装计划进行组装。相同容量的机组可以有不同的重量、成本和可靠度。开发人员会综合考虑这些因素进行选择。容量决定了所需机组的数量，模型决定了起重机和轮船的大小。同样的，选择安装高压电缆还是中压电缆，电缆的电压和重量影响了主要的安装成本。

2. 制造和装配

基础和过渡段会在靠近或者在临时工地用钢板制作而成，或者通过陆路、铁路和水路运送到现场。机组的安装可能在陆地上完成也有可能在海上完成，但是在陆地上的完成度将影响安装成本。通过减少海上升降机的数目，安装船所需的时间就会减少，但对起重能力就会提高。极端情况就是完整的安装一台机组需要使用一台重型吊船的升降机。

3. 安装

安装包括了所有风电场的组件组装和输送的活动，包括从陆上临时工地到岸上输送电缆，在将一定数量的机组或者基础运送到临时工作地后，海上安装就可以开始了。但是，如果出现供应中断或者延误，这将给安装费用带来显著的消极作用。组件安装发生在三个主要阶段：①基础；②机组；③电缆。

安装需要一个或多个驳船，可能一起安装又可能彼此相互独立。基本工作流程如下：

- 1) 基础、过渡段和冲刷防护段的安装；
- 2) 塔架和叶轮的安装；
- 3) 电力服务平台的安装（如果可用）；
- 4) 内部配布的电缆和冲刷防护的安装；
- 5) 输送电缆和岸上电缆转化的安装。

安装成本包括从港口装载基础、过渡段、塔架、风力机、变电站和电缆的成本，运输和安装各个组件的成本，以及直接与操作有关系的船只（如员工船、拖

船、供应船等)。海上变电站的安装成本也包括在内,但是当电缆敷设到岸边后,建立陆上变电站和陆上电网的连接成本可能不算在内,这也取决于合同条例。

3.2.5 调试

风电场进行过测试和调试之后,就可以投入商业生产,产生的电能就可以并入电网。

3.3 得克萨斯州海上风电租赁条款和条件

3.3.1 总体条件

1. 权利

得克萨斯州的土地管理办公室(GLO)的专员批准政府私有土地作为风能开发用地。GLO赚取的金钱捐献给得克萨斯州永久学校基金。

2. 授权条款

授权条款赋予了承租方研究和开发风能资源,将风能转化为电能,并收集起来将电传送给市场的权利。

3. 租赁阶段

海上租赁分为两个阶段,并有各自的租赁条款和条件:①研究分析阶段;②开发生产阶段^[1]。第一阶段是租赁的研究分析阶段,该阶段承租方制定了可行的调查计划,通过气象塔测试现场的风能资源,并进行其他一些试验,如对土壤和水的取样检测来判定商业开发风电的可行性。第一阶段时间是固定的,但土地管理办公室可自由延长时间。在这段时间内需要弄清鸟类、蝙蝠以及其他生物的迁移模式,承租方需要提交季度进展报告和终结报告。第一阶段结束前,承租方可以选择提交生产计划或终止租约。如果终止租约,那么承租方有必要移除所有的气象塔和其他仪器设备。

租赁第二阶段是建设生产阶段,这个阶段制定了建设和电力生产计划。施工期的持续时间或选择延长时间要根据租赁拟建设设施的规模和其他一些因素而定。商业生产风电生产周期一般持续30年。生产周期结尾时,承租方可以进行续约谈判。第二阶段结束或在默认情况下终止租约时,承租方需还原该地区的原始状态。

4. 保留意见

得克萨斯州对租赁土地的使用范围具有保留意见的权利。租赁土地还可用于修建娱乐场所,勘探开发矿物。承租方生产计划中包含的土地将保留给其他项目。承租方也同意协调计划,参与合作项目,来减少和其他行业的互扰。

5. 保留面积

项目投产后,承租方将只保留已开发生产风电的面积。每台机组都占有一部分土地面积并有风能使用权,但是保留面积边界以外的所有面积将被释放。

6. 拆迁押金

承租方需要缴纳订金，或不可撤销的信用证，又或者有足够的现金确保支付得起重建地表和地下，拆除气象塔、机组和改进其他原始建设的费用。在第一阶段，拆迁款取决于承租方所安装的设备的数量和类别。在第二阶段，所需款项取决于项目大小。在这两种情况下，如果研究设备的数量或者生产的能力超过了预期，那么可能需要更多的拆迁款。

7. 报告要求

每一阶段的关键时刻都要作报告。第一阶段，在研究计划提交审核和批复之前，租赁地上不能进行任何建设活动，计划包括管理信息，项目安排，研究方式的讨论结果，操作建议区和气象塔的位置，收集的风资源数据或信息以及大概的环境影响因素。

第一阶段需要作季度进展报告，报告包括所有研究的副本、数据、测量结果，在编或已完成的测试报告。有的专业数据从递交报告开始至少要保密 24 个月。第一阶段结束时要作一个描述承租方拆除气象塔的计划表和方法的终结报告。提交完第一阶段的终结报告后，承租方需要抉择是终止合约还是提交待审核批复的生产计划表，其中包括管理信息、项目安排、生产提议、市场潜力分析表、研究试验数据和发展策略。发展策略涵盖的信息有安装机组的数量、规模和位置，机组类型结构，每一台机组位置和预期的改善措施。

第二阶段包括施工和生产阶段。施工和安装季度进展报告的提交最晚截止到商业生产生效之前[⊙]，施工收尾报告必须在生产之前提交。描述移除机组的计划和办法及其他改进措施报告要在第二阶段结束前提交。承租方需提供售电协议的副本以及所有后续的协议和修订的合同^[2]。

8. 转让

在没有出租方书面同意下，租赁不得转让，也不能转租。承租方经营的商业范围超过了一定的数量，那么所有权的变更需要批复。

9. 所有权的改进

承租方享有改进租赁地的权利，但是出租方有权保留用于支撑风力机下部或平台结构，用来创造或维护人工鱼礁，出租方可以选择不拆除下部结构，在这种情况下，承租方将被剥夺拆除下部区域的权利。

10. 保险

在开始工作之前和整个租赁期内，承租人必须遵循联邦或州政府规定的保险单和/或债券中指定的金额，或者是土地管理办公室规定的最低金额。覆盖面和限制

⊙ 根据开发计划，建设期可以和生产期有重叠部分。

范围如下：工人赔偿——法定；一般责任和综合事故——每发生一次赔偿 100 万美元；工作人员和领导的责任，海洋和环境污染——合理限制。

3.3.2 加尔维斯顿岛租赁条款

1. 地理位置

加尔维斯顿滨海风电场位于墨西哥湾的 187L 和 188L 之间。风电场占地 11355acre，离岸约 7mile。租赁有效期从 2005 年 3 月起（见表 3.1）。

表 3.1 加尔维斯顿岛风电场租赁条款

公 司	加尔维斯顿风电管理有限责任公司	
生效日期	2005 年 3 月	
租地面积	11355acre	
地理位置	离加尔维斯顿岛海岸 5 ~ 10mile	
调查研究阶段	2 年 + 协商延长期	
建设期	3 年 + 2 年延长期	
生产期	30 年	
项目容量	最小 150MW 以上	
机组数量 × 每台机组的功率	50 × 3MW	
年租金	调查和建设期每年 10000 美元	
生产税	生产期/年	税收百分比 ^{①,②} (%)
	1 ~ 8	3.5
	9 ~ 16	4.5
	17 ~ 30	5.5
最低年税	生产期/年	最低税费 ^③ / (美元/MW)
	1 ~ 8	616000
	9 ~ 16	836000
	17 ~ 30	1145800
资源特许使用费计划	是	
正常使用或强行终止	发生在建设阶段、生产阶段及每年所交最低税款	
拆迁款	用于研究器械、风力机和其他改进措施，要有足够的资金用于重建、拆除和其他。可以采用订金、信用证或现金方式	

① 第二阶段初，如果商业化生产超过 40 个月，生产税率分别涨至 3.85%、4.85% 和 6.05%。

② 收益总额是指所赚总额或其他收益，如销售发出的风电带来的环境效益。

③ 如果商业生产中断，那么每年所交的税费就相应减少。

2. 研究和建设

调查研究为期 2 年，经协商也可延期。建设期为 3 年，并有可能延长 2 年。

3. 年租金

从租赁生效日起至投入商业化生产那天，年租金为 10000 美元。

4. 生产税

生产税根据收益总额（GR）百分比而定，收益总额又随产量而变，从投入商业化生产那日（ $t=0$ ）算起，生产税如下：

$$\text{ROY} = \begin{cases} 0.035\text{GR} & 0 \leq t \leq 8 \text{ 年} \\ 0.045\text{GR} & 9 \text{ 年} \leq t \leq 16 \text{ 年} \\ 0.055\text{GR} & 17 \text{ 年} \leq t \leq 30 \text{ 年} \end{cases}$$

收益总额指发电所获利润或其他收益^①在扣除某些费用之前的总值。第二阶段初，风电投入商业化生产超过 40 个月，生产税率分别涨至 3.85%、4.95% 和 6.05%。

5. 最低年税

最低年税（MAR）额度根据年产量而定：

$$\text{MAR} = \begin{cases} 616000 \text{ 美元} & 0 \leq t \leq 8 \text{ 年} \\ 836000 \text{ 美元} & 9 \text{ 年} \leq t \leq 16 \text{ 年} \\ 1064000 \text{ 美元} & 17 \text{ 年} \leq t \leq 30 \text{ 年} \end{cases}$$

最低年税保证了国家通过租售获得最低收入。但是，如果各季度总税收超过最低年税的话，承租方则应该按照实际各季度总税收与最低年税的正差值进行交税。最低年税不适合于未完成的半成品工程。

6. 正常使用或强行终止

如果不是承租方过失而是由于机械故障、设备短缺或其他类似的不足导致的商业生产正常中断，承租方有理由减少年税。在这种情况下，年实际生产率替代年税。如果有的事情超出了承租方义务范围，如战争、恐怖主义、叛乱、暴乱、罢工、天灾、法制或政府管理准则，那么承租方只能放弃遵守任何契约，使用权终止。飓风、风暴或船只的碰撞是典型的不可抗力事件。

3.4 联邦法律

2005 年颁布的能源政策法案（EPACT）第 388 章、2005 年 8 月 8 日颁布的公共法 109-58（H. R. 6）都授予了美国在外大陆架上发展新能源的租赁权、地役权或路域权（ROW），也准许在大陆架上交替使用现有设施。外大陆架土地法（1331 ~ 1337）规定凡是在外大陆架上开发新能源的开发商都必须有联邦租约合同。最初仅限于石油和天然气资源，能源政策法修改了外大陆架土地法的第 8 条，把新能源开发也纳入其中，并将内政部作为领导机构。

① 其他收益包括附属的环境收益，例如信贷，贷款证书或者类似项目，包括可再生能源证书，但是不包括联邦税收信贷、投资信贷和其他税收信贷。

能源政策法规定海洋能源管理、监督和执行局（BOEMRE）不会取缔现有的可再生能源项目。其他得到许可的机构主要是陆军工程师兵团。河流和港口法第10条规定，陆军工程师兵团负责确定安装风电机组是否对航海造成危害。BOEMRE 对国家公园、国家野生动物保护区、国家博物馆及国家海洋保护区没有管辖权。

1969年颁布的国际环境法（NRPA，42 U. S. C. § 4332）规定，联邦政府需准备一份环境影响报告书（EIS），内容是联邦活动对环境质量带来的显著变化。BOEMRE 已经确定建立替代能源和交替使用（AEAU）计划，立法规定了联邦主要活动，并已完成 EIS 纲领上提及的 AEAU 计划。

3.5 联邦海上风电租赁条款和条件

3.5.1 行使权的种类

BOEMRE 拥有商业开发权、场址评估权、可再生能源设备技术检测权。租赁有两种类型（商业的和有限责任制的），获得租赁权也有两种过程（竞争性的和非竞争性的）。BOEMRE 还提出了土地使用权（RUE）、路域津贴和土地交替使用权。

租赁期间，商业租赁给了承租方充分的权利去申请并获得评估、试验、生产和商业变卖可再生能源的权利。充分开发和发电属于竞争性的租赁，包括6个月的准备期、5年的场址评估期、25年的生产操作期。非竞争性租赁类似于竞争性租赁，但不包括6个月的准备期。

有限责任制的租赁只有支持电力生产的运营权，不包括出售，分发，或其他超出责任范围的商业用途。有限责任制仅仅是基于场址评估或是基于场址评估、发展及新实验技术测试提出来的。竞争性的责任租赁制包含6个月的准备期和5年的运营期，可以延续租赁，但是不可能转化为商业租赁。非竞争性责任租赁制也类似，就是没有6个月的准备期。

土地使用权和路域津贴对外大陆架特定部分有使用权，并允许建设和使用电缆来收集、传输、分配电力，否则就得以其他方式运送电力。

3.5.2 拍卖方式

BOEMRE 拍卖租赁权有几种不同的方法（见表3.2）。秘密竞标是最简单的一种，每一个竞拍者只有一轮竞拍的机会。现金^①作为竞拍变量，作为运营费用的临时费用也可做竞拍变量^②。竞价不同取决于竞拍方式，也是竞争的核心。如果竞价满足了 BOEMRE 的阈值标准（保留价），那么按照排名产生得标者。运营费不适

① 石油与天然气的租赁，BOEMRE 采用现金红利和固定税率的方式。

② 运行费率基于 BOEMRE 生产评估，又取决于装机容量、预期生产能力和区域电力价格。除非另有说明，否则商业运行期间运行费率是2%。

用于有限责任制租赁，所以在责任制租赁拍卖会上，现金是唯一的竞标变量。

表 3.2 BOEMRE 竞拍方法^[3]

竞 标 方 式	竞 标 变 量	竞 标 过 程
秘密竞标	现金或运营费用	每一个公司投标一个项目
升序竞标	现金或运营费用	连续竞价
两阶段竞标	一个或两个阶段的运营费率或任何阶段都没有，一个或两个阶段的现金，或两个阶段都没有	升序或秘密投标直到两种情况：①仅剩下两个竞标者；②至少一个人以上的竞标者出了最高投标量。第一阶段竞标结束后，第二阶段的秘密或升序投标就会在某个预定的时间开始
多因素竞标	影响因素包括技术水平、时效性、融资和经济、环境问题、公共利益、与国家和当地需求的兼容性、现金红利、租金、运营费率	建议一个公司竞标一个项目

如果 BOEMRE 觉得在某些特定的情况^[3,4]下，某些竞拍方法更适用，那么存在更多复杂的竞拍模式，如升序招标、分阶段招标、多因素招标等可供选择。不管是何种招投标体系又或是竞标金额，BOEMRE 都有权拒绝任何高标。

3.5.3 招商流程

为了确保外大陆架的使用能给美国政府带来可观的回报，BOEMRE 法为租赁和授权设立了一个竞争性的流程。租赁流程很明确，包括一些公告和环境法规（见表 3.3）。

表 3.3 举行 NEPA/CZMA 评论会的频率

持 有 凭 证	BOEMRE 流程	NEPA 文件和 CZMA 复审
竞争性商业租赁	开展租赁销售和提出计划决议	1. 租赁销售和 SAP 2. COP
非竞争性商业租赁	谈判和发行租赁	1. 租赁发行和 SAP 2. COP
竞争性有限责任制租赁	开展租赁销售和提出计划决议	1. 租赁销售 2. GAP
非竞争性有限责任制租赁	谈判和发行租赁	租赁发行和 GAP
竞争性 ROW、RUE 津贴	开展 ROW、RUE 销售和提出计划决议	1. ROW、RUE 销售 2. GAP
非竞争性 ROW、RUE 津贴	谈判和提出 ROW、RUE 授权	ROW、RUE 发行和 GAP

1. 销售建议公告

招商地区的信息发布在联邦注册网站上，征求大众对租赁条款和条件的意见，包括招商规模、招商期限、付款要求、经营要求，还有租赁规则。公告还提供了关于拍卖过程和方式的信息，有招标程序和体制、起标价、保证金金额和判定方式。当 BOEMRE 考虑了大众意见之后，最终会发布正式公告。

2. 非竞争性招商

如果公告上的租赁地确定为没有利益竞争，BOEMRE 可能会提出一种非竞争性招商。如果 BOEMRE 确定没有利益竞争，供应商需在非竞争性承包之前提交一份场地评估计划供审查。

3.5.4 招商条款

竞争性和非竞争性招商条款大致相同。竞争性招标在竞标成功时需要交 20% 的竞标费。中标后，中标人需支付余款。没有中标的人拿回定金。如果是非竞争性招标，提交竞标申请之后就要支付收购费（通常是 0.25 美元/acre）。

竞争性和非竞争性承包商支付一样的租金和费用（见表 3.4）。商业招商评估阶段，得预先支付 3 美元/英亩的租金。土地使用租金每年 5 美元/acre（每年至少 450 美元）。当 BOEMRE 批准建设计划后，且商业生产一旦开始，就停止支付租金（除了土地使用租金），但开始支付运营费。

表 3.4 商业租金流向^[4]

款 项 类 别	金 额	支 付 时 间
定金（竞争性招标）	中标价的 20% 或按照说明	竞标成功后就得交定金
收购价格（非竞争性招标）	0.25 美元/acre	提交非竞争性租约时上缴收购价
红利收支	详见竞标	收到 BOEMRE 竞标受理通知的 10 天内
保证金	最低 100000 美元	收到 BOEMRE 竞标受理通知的 10 天内缴纳保证金，尾款需在得到 SAP 和 COP 批复之前缴清
租金	3 美元/acre（每年每英亩不超过 5 美元或者说每年的租金不超过 450 美元）	前 6 个月的租金需在收到 BOEMRE 竞标受理通知的 10 天内缴清。以后每年的租金在每年的年初缴清
修复成本	根据环境影响报告书等决定金额	根据建设过程中的实际成本实行阶段性付款
运营费	除非费用率一直变化，否则一般情况下，运营期间就得缴纳运营费的 2%	COP 同意之后就要开始实行。根据最终销售公告上的计划付款

3.5.5 开发流程

公司一旦获得租赁权，不管是 ROW 授权的还是 RUE 授权的，都必须在批准开发、建设、运营和停运活动之前向 BOEMRE 提交方案。根据租售类型和授权种类，需要提交以下方案：

- 1) 场址评估方案 (SAP)；
- 2) 建设运营方案 (COP)；
- 3) 总方案 (GAP)。

SAP 需描述承包计划，界定商业承包的性质或技术设备试验。承包商在租赁地上进行建设和/或运营之前要提交 COP。COP 中包括建设、运营和设想的退役活动。在有限责任制招标或 ROW 授权或是 RUE 授权的情况下，GAP 要在承包商或在受权人开始活动之前提交。GAP 描述的是气象学和海洋学数据；技术测试；建设活动，运营和设想的退役活动。

3.5.6 项目方案

1. 评估和活动计划

商业租赁的 SAP 和有限责任制的 GAP 用来描述场址特点的研究以及观测和测量安排。SAP 和 GAP 是类似的，因为申请人必须介绍资源评估方案和场址特性研究活动，包括测风塔、物理和地质调查、危害性调查、考古调查和生物调查。

2. 建设运营方案

项目建设开始之前，商业承包商必须提交 COP 并获得授权。COP 介绍了整个商业项目建设、运营和停运过程中所需的设备。COP 中包括传输设备的设计图样、机械制造和安装详情，还有地役权的相关信息。一旦 BOEMRE 通过了 COP 并进入运营阶段，SAP 就作废了。BOEMRE 认为每一个 SAP、GAP 和 COP 都要受到沿海区域管理机构 (CZMA) 要求的限制。

3. 拆除计划

环境审查和环境影响导致的拆除细节在 SAP、GAP 和 COP 都有描述，包括对环境的审查和影响，拆除方案包括了拆除拟采取的方案、地役权实施、废弃物处理计划、运输方案。最初的拆除方案是概念性的，在租约到期之前要提交更多详细的计划。

3.5.7 停运

合约、ROW 或 RUE 授权终止后的 2 年之内，所有不再需要的设施，埋到泥土以下 15ft 的部分都要拆除。设施有风力机、基础结构、管道、电缆、其他设备和障碍物。设施拆除后的 60 天之内，承包商和供应商一起核实清场。

在技术环境审核阶段决定哪些设备可保留，哪些拆除深度可改变，哪些只是部分拆除及作为暗礁修复情况。承包商不遵从 BOEMRE 制定的停运计划，就要承担

没收项目订金或其他财产保证金的风险，同时受到外大陆架土地法第24条规定的民事和刑事处罚。

和海上石油、天然气工业一样，拥有当前和先前的利益者，承包商负责现场清理，所有新能源共同承包商和经营商都要在租赁范围内履行拆除义务。

参 考 文 献

1. Patterson J (2010) Development of offshore wind in Texas. Presented at the Workshop for Offshore Wind Energy Development, Charleston, South Carolina, 24 Mar 2010
2. Rhame B (2007) Texas offshore wind energy. In: Proceedings of Coastal Zone 07, Portland, Oregon, 22–26 July 2007
3. Melnyk MMW, Andersen RM (2009) Offshore power. PennWell, Tulsa
4. Department of the Interior, Minerals Management Services (2009) Renewable energy and alternate uses of existing facilities on the outer continental shelf. Fed Regist 74(81): 19638–19871 To be codified at 30 CFR Parts 250, 285, and 290 (MMS Final Rules)

第 4 章 海上项目特点及成本因素

4.1 总体设计

4.1.1 根据具体场址进行独特和多维性设计

根据现场具体情况对海上风电项目进行设计，和所有大型工程开发一样，海上风电项目也涉及一些设计因素，也存在许多权衡^[1]：

- 1) 水深影响着基础类型和大小。
- 2) 风况和负载能力影响着风电场选址、机组容量选择，以及安装过程中因天气状况的停机。
- 3) 离岸距离影响着海上变电站需求和输出电缆长度。
- 4) 风电场地质影响着基础要求和电缆安装与疏浚的要求。
- 5) 波浪条件影响着基础类型和设计，以及海上作业安装过程中风平浪静的时间。
- 6) 水流驱动的泥沙运动，确定冲刷要求，影响海底特性。
- 7) 陆上过渡类型（沙滩、沼泽地、坚硬的岩石环境、敏感的海洋生物栖息地）确定电缆的路线、安装的复杂性及船舶的选择。

4.1.2 风电场布局取决于主风向和审美

风电场的布局取决于气象和海洋条件，风力机的大小、数量和类型，视觉影响，监管要求，以及其他各种特定条件（见图 4.1 ~ 图 4.3）。风资源是影响风电



图 4.1 瑞典 Lillgrund 的布局（源于 Vattenfall）

场布局的主要因素。集群设计经常被用来最大限度地提高特定风电场内风力机的分布密度，并尽量减少审美疲劳^[2]。风电场占地面积最小化的目的是减少电场阵列电缆需求和风电场影响。通常情况下，风力机在盛行风向上间隔 10 倍转子直径，垂直于盛行风向间隔 5 倍转子直径来避免尾流干扰。



图 4.2 丹麦 Middelgrunden 的布局（源于 Kim Hansen）



图 4.3 德国 Alpha Ventus 的布局（源于 Alpha Ventus）

4.1.3 系统容量反映了商业地位

通过特定的物理和系统属性来描述海上风电场，包括机组铭牌容量、数量和实际容量，水深，离岸距离和基础形式。一般根据机组铭牌容量对项目商业地位进行分类：

- 1) 示范项目：<20MW；
- 2) 预商业项目：20 ~ 100MW；
- 3) 部分商业项目：100 ~ 250MW；
- 4) 完全商业项目：250 ~ 750MW；
- 5) 大型商业项目：>750MW。

作为示范项目，1992 ~ 1998 年第一台海上风力机安装在瑞典和丹麦。整个欧洲安装了几台原型风力机[⊖]。示范项目通常小于 5 台风力机，预商业项目不超过 20 台。第一台预商业项目安装于 1998 ~ 2000 年。而商业项目至少为几十台，多则 150 台或者更多台风力机。

图 4.4 描述了风电发展，并根据风电机组铭牌容量及安装日期对欧洲风电场进行了统计。图 4.5 显示了按不同分类的风电场分布。在美国，示范项目或预商业项目似乎不是很受人欢迎。

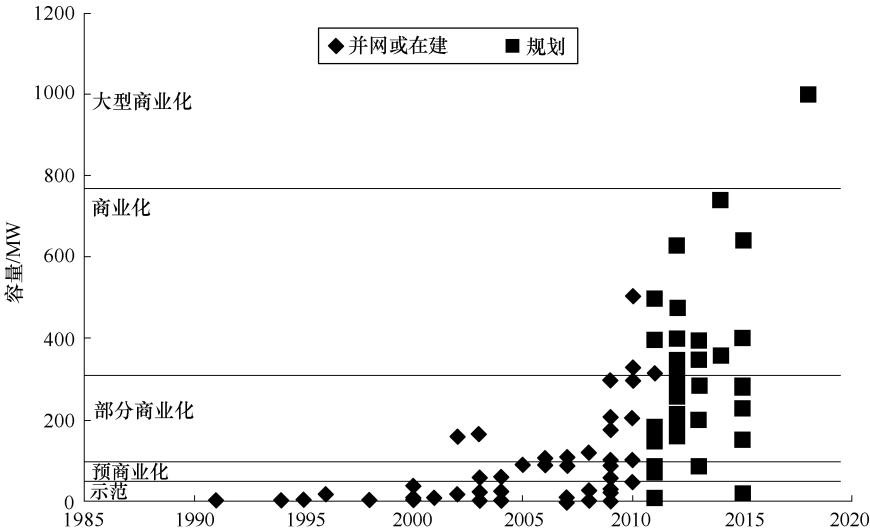


图 4.4 海上风电场年安装容量

⊖ Lely(1994 年，荷兰)，Tuno Knob (1995 年，丹麦) 和 Irene Vorrink (1996 年，荷兰)，规模较小，位于较浅或受庇护的水域，工程量大。

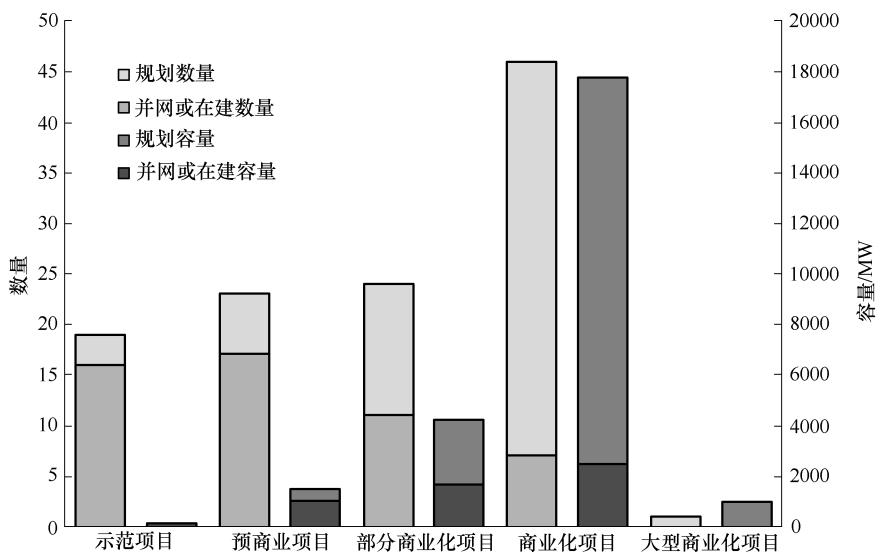


图 4.5 风电场数量和容量分类

4.1.4 风力机选型设计对系统的影响

如表 4.1 所示，目前海上风力机的额定功率为 2 ~ 5MW。在风电发展早期，2MW 风力机很常见，但最近的几个项目已使用了 5MW 风力机和 6MW 测试机型。目前，3MW 和 3.6MW 风力机比较常见；西门子公司 3.6MW 风力机是最受欢迎的海上风力机，其次是 Vestas 公司 V90 3MW 风力机。

风力机容量决定了在一个给定系统容量中的风力机和基础的数量，以及阵列电缆系统的功率容量。叶轮直径决定了风力机间距和内部阵列电缆系统的长度。风力机重量决定基础的类型和尺寸，并且限制了安装风力机船舶的容量。

表 4.1 海上风力机^[12]

生产厂家	型号	生产年限	容量/MW	转子直径/m	轮毂高度/m	安装台数 ^①
Bard	5	2008	5	122	90	80
Multibrid	M5000	2005	5	116	90	6
Repower	5M	2005	5	126	90	44
西门子	3.6	2005	3.6	107	80, 84	482
西门子	2.3	2003	2.3	82	60 ~ 80	311
Vestas	V80	2000	2	80	67, 80	208
Vestas	V90	2004	3	90	80, 105	418

① 包括截至 2010 年 10 月的在建风电场。

4.1.5 物理和工程的一般要求

每一个风电场在结构、设计、安装要求等方面都是独特的，但从风能中获取能量的物理原理、工程设计与安装要求是相同的。例如，考虑风力发电和减少电缆的要求，机组的格状排布是最优的，这一物理特征可以通过铭牌容量、风电场面积和电缆长度之间的关系得以体现（见图 4.6）。通过转子直径和安装数目能够较好地预测风电场面积。系统的相关性反映了风电场开发的物理工程和经济性之间的关系。

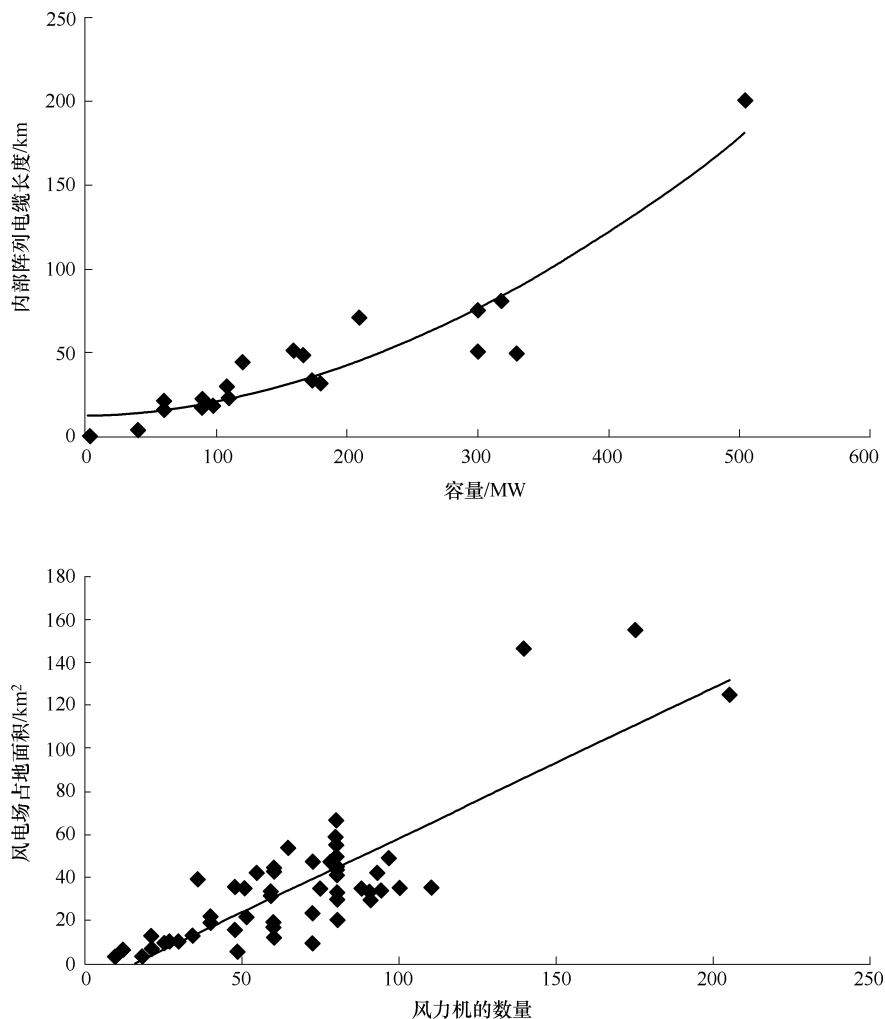


图 4.6 海上风电场系统的相关性

4.1.6 系统的同质性促进安装成本的比较

系统同质性允许将某地理区域和安装空间的条件，应用到另一个区域和空间。同质性不但可通过基础设施相关性得以实现，而且也体现在安装要求上。安装顺序

和方法通常遵循相同的基本模式，尽管当船舶选择和策略不同可能出现一些变化，但预计安装时间相当一致。到目前为止，只有小部分的海上风力机模型和容量可用，这些风力机使用具有齿轮箱传动的发电机，造成承重和基础的要求与风力机模型类似。将来，直驱式发电机的应用会愈加广泛，如果更多的厂商进入市场，系统组件可能会变得参差不齐。有公司已经开发出最经济（水深最浅）的风电场，主要使用单桩基础。单桩基础需要特定的安装顺序来建立系统的同质性。

4.2 市场

4.2.1 船舶的选择和可用性的权衡

在安装过程的每个阶段可以使用许多船舶类型和扩展，一般来说，业主寻求以最小的成本在一个可接受的风险下，能够执行任务的船队。在实践中，一些权衡和约束影响着选择。运输能力较小的船只，日费率较低，但需要更长的工作时间，并涉及一个更大船舶扩展。安装所需时间增加的同时，因天气而延误工程的风险也在增加。表 4.2 列出了使用一些较低规格的自升式驳船，与使用一个高规格的自航式安装船的比较。

表 4.2 自航式安装船和自升式驳船的比较

自升式驳船		自航式安装船	
优 点	缺 点	优 点	缺 点
日费率低	大容器	小拓展	日费率高
可用	安装时间长	供应有限	安装时间较短
建造简单	移动时间长	移动速度快	建造昂贵
可在无风时使用	很难机动到港	在欧洲越来越流行	非风电应用非常昂贵
更轻，拥有更大容量	没有动态定位		
	容量越来越大		
	需要大量拖船		

4.2.2 安装船市场透明度差

船舶的供求和竞争级别在不同区域是不同的，这导致市场利率、操作者经验、风险、合同类型选择的差异。因为市场规模小，所以海上风电安装船的日费率较高，这与大多数海上石油和天然气部门的高度竞争下透明的市场形成了对比。因为缺乏市场透明度，所以安装成本不确定性在增加。

4.2.3 不同级别的竞争

对航海船只的竞争可能来自风电行业内或其他市场（土地施工、海上搜救、石油或天然气），供应链重叠的程度取决于各个市场的特性。欧洲市场的早期发展出现了显著的重叠，但随着越来越多的专业风电安装船的交付，供应链将进一步分流。

在欧洲，有大量的项目处于同一发展阶段，并且可用船只数量有限，日费率的

提高用于调配供应。在造船市场，日费率也向投资者发出信号。在美国，船只数量有限，需求预计会逐渐增加。

图 4.7 显示了在美国市场理想化的供给与需求曲线。需求主要由零部件的供应成本、能源价格上涨^①以及政府政策决定。安装成本对整体需求刺激相对较小，需求曲线是相对无弹性的曲线。在价格低的条件下，船舶制造成本成为进入市场的障碍和对供应的制约。一旦日费率超过船舶建造价格，供应量增加。将供给曲线下移的因素包括新船、学习或安装的技术进步。将需求曲线右移的因素，包括政府政策对气候变化的处理、烃发电成本的增高以及其他供应链成本的降低。

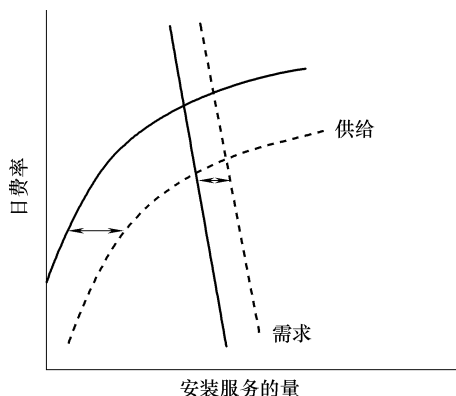


图 4.7 供给和需求的因素
影响安装船的日费率

4.2.4 学习曲线的不确定性

在新兴市场，如美国，高效运行是不可能的，除非区域竞争和竞争力趋于成熟，短期内的学习效果预计将受限。学习曲线的形状是未知的，但近期内会影响成本（见图 4.8）。随着海上风电容量的增长，由于在设计、安装和项目管理、技术改进、规模经济和市场开发上的学习效果，成本有望会下降^[3,4]。实际上在欧洲，因为风力机组件的高需求，船舶已经供不应求，海上风电增加的资本成本已经超过了过去 10 年。随着新的风力机制造商和安装船只进入市场，成本有望保持稳定或下降。在美国，需求增长预计有限，成本会按照假设路径发展。但预计成本在初始阶段较高，因为企业需要有处理新市场的风险和提高制造能力，安装服务供给受限。

4.2.5 美国项目经济和融资策略

项目资助可能是通过追索权或无追索权债务融资或自筹资金。在追索债务中，债权人可以寻求从债务人资产中追回钱款。在无追索权的债务中，债务人寻求拥有风电场，但将不能从其他资产寻求补偿。在欧洲，由于项目开发人员金融实力强大，大多数风电场使用有追索权的债务或自筹经费。在美国，海上风电项目开发人员大多数是由小型私人企业组成，由于他们的资产规模不太可能使用追索权贷款，美国公司要么需要寻求股权合作伙伴更大的公司（例如 Bluewater Wind 和 Garden State 项目），要么寻求无追索权的债务（见表 4.3）。

① 当石油价格较低时，运营商钻更少的井，船舶利用率下降，这会导致更多的船舶服务于其他工作。相反，高价格会增加船舶需求。

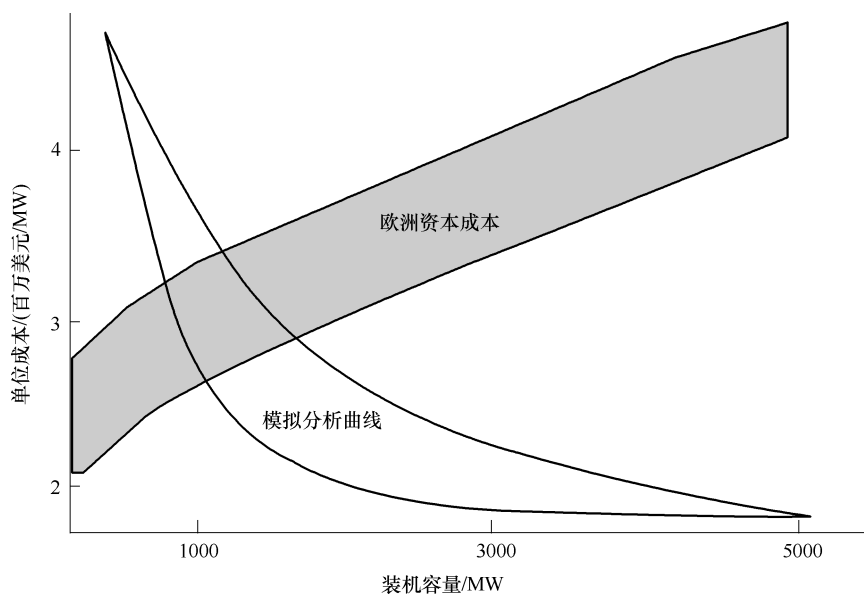


图 4.8 海上风能的加强学习曲线和欧洲市场的实际操作

表 4.3 欧洲和美国的 海上风能开发商

公 司	所 有 权	市值/10 亿美元
欧洲		
DONG	丹麦政府和私人共有	8 (E)
Vattenfall	瑞典政府	20 (E)
E. ON.	国有	44 (M)
RWE Innogy	RWE 子公司 (国有)	28 (M)
Centrica	国有	25 (M)
SSE	国有	16 (M)
U. S.		
Bluewater Wind	NRG 子公司 (国有)	5 (M)
Deepwater Wind	私有	—
Coastal Point Energy	Miller 集团子公司 (私有)	—
能源管理公司	私有	—
PSEG	国有	17 (M)
Fisherman's Energy	私有	—

注：(E) 为股本，(M) 为市值。

4.3 合同

4.3.1 建筑合同定义成本类别

海上风电场是在单个工程采购施工（EPC）合同和多重合同下发展的（见表 4.4）。

表 4.4 风电场合同类型

风电场	合同类型	年在线	所 有 者	承 包 者
Horns Rev I	Multi	2002	Elsam, Eltra	Vestas, Nexans, A2SEA
North Hoyle	EPC	2003	Npower Renewables (RWE)	Vestas, Mayflower
Scroby Sands	EPC	2003	E.ON	Vestas
Nysted	Multi	2003	ENEGE E2, DONG, Sydkraft	ABB, Per Aarsleff, Bonus
Arklow	EPC	2003	GE, Airtricity	GE
Barrow	EPC	2005	DONG, Centrica	Vestas, KBR
Kentish Flats	EPC	2005	Elsam	Vestas
Burbo	Multi	2007	DONG	MT Højgaard, Siemens
OWEZ	EPC	2007	Shell, Nuon	Ballast Nedam, Vestas
Princess Amalia	Multi	2007	Econcern, Eneco	Van Oord, Vestas
Lillgrund	Multi	2008	Vattenfall	Siemens, Pihl/Hochtief
Robin Rigg	Multi	2008	E.ON	Subocean, Areva, MT Højgaard
Lynn/Inner Dowsing	Multi	2008	Centrica	MT Højgaard, Siemens, Nexans
Horns Rev II	Multi	2009	DONG	A2SEA, Nexans, Siemens, Aarsleff
Rhyl Flats	Multi	2009	Npower Renewables (RWE)	MT Højgaard, Ballast Nedam, Siemens
Alpha Ventus	Multi	2009	EWE, DOTI, E.ON, Vattenfall	Areva, REPower, Multibrid
Thornton Bank	Multi	2009	DEME, SRIW Ecotech Finance, EDF, SOCOFE, RWE, Nuham	ABB, REPower, DEME
London Array	Multi	2012	E.ON, DONG, Masdar	MPI, A2SEA, Siemens, Nexans, Per Aarsleff, Bilfinger Berger
Gunfleet Sands	Multi	2010	DONG	Siemens, MT Højgaard, Pysmian, A2SEA, Ballast Nedam
Sheringham Shoal	Multi	2011	Statoil, Statkraft	Siemens, Nexans, Areva, Visser & Smit, MT Højgaard, Master Marine
Walney	Multi	2011	DONG, Scottish and Southern	Ballast Nedam, Draka, Pysmian
Greater Gabbard	Multi	2012	Scottish and Southern, RWE	Flour, Siemens
Lincs	Multi	2012	DONG, Siemens, Centrica	MT Højgaard, Siemens

在工程施工合同中，开发人员为总承包一个容量设计好的风电场进行招标。在多重合同里，项目开发被分别提出，开发人员或项目管理公司的职责为对每一个组件进行协商和管理。在这种合同以书面形式记录将如何影响安装时间和成本。

合同可能在一个环节或者多个环节，以单独或结合在一起的形式指定采购、安装和调试内容。在各个环节（如基础、风力机和电缆）指定安装内容的条款，为安装成本提供了更加直接的证据，因为它们都是设定好的活动。不幸的是，对于大多数合同而言，每一个环节的费用没有被具体化。供应和安装活动通常跨越一个或多个环节，安装成本需要综合推断，这导致了新的不确定性[⊖]。

4.3.2 风险分配和成本

在工程施工合同中，开发商与一个公司签订合同，为主要的工作提供服务（见图4.9）。

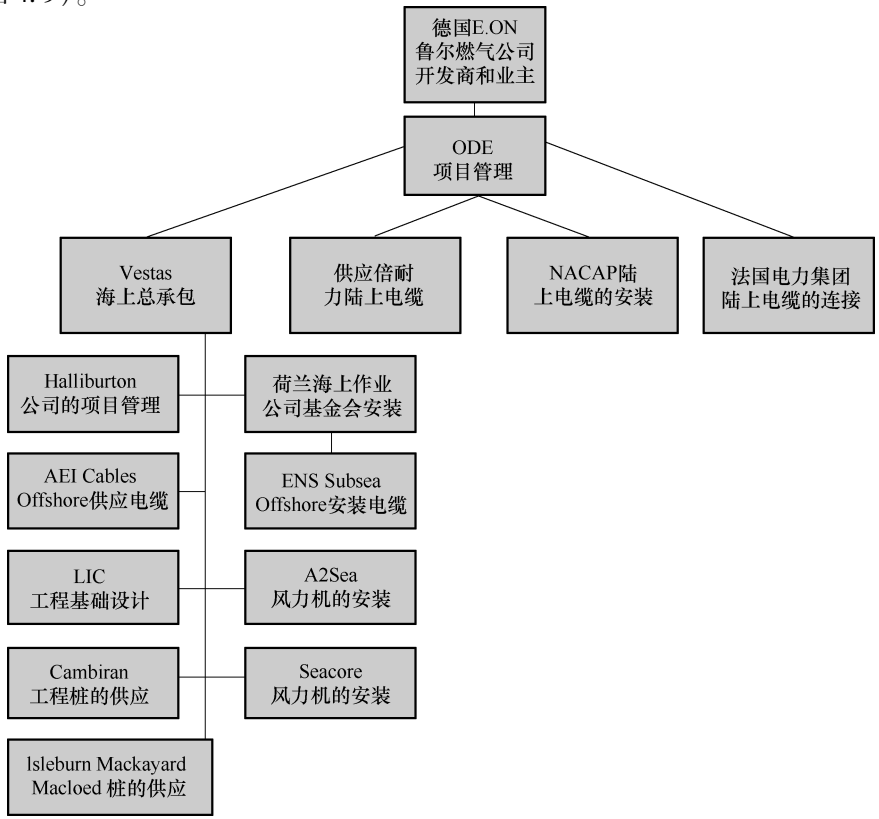


图4.9 Scroby Sands 总承包合同结构（来自对参考文献 [5] 的修改）

⊖ 例如,EPC 合同可能是为基础的设计、建设和安装而写的。在这种情况下，采购、建设和安装成本被联系起来。工程师可能对每一个活动的百分比进行评估并报道其值，但这可能不能反映实际成本分类，只有通过详细的审计才能较为可靠地决定项目安装成本的方法。

总价格是投标因素，也代表了竞争水平，同时合同在成本决定中扮演了重要角色。服务决定了风险，由于有大量的不确定活动需要被执行，承包商有责任去协调这些活动和管理风险。据报道，在相同的施工中，工程采购施工（EPC）合同比多重合同要贵 20%^[5]，但是工程施工合同使项目融资更容易，因为贷方能够确认项目成本。

在多重合同中，开发商需要与多个供应商和安装公司签署合同（见图 4.10），因此风险不再由一方承担，而是在开发商和承包商之间传播。如果开发商在项目中积累了经验，他们变得更加善于进行项目管理开发，逐渐从单一工程施工合同转向多重合同^[7]。丹麦的海上风电公司通常采用多重合同方法，在英国和欧洲大陆的大多数新的大型海上风电项目也采用多重合同进行开发。

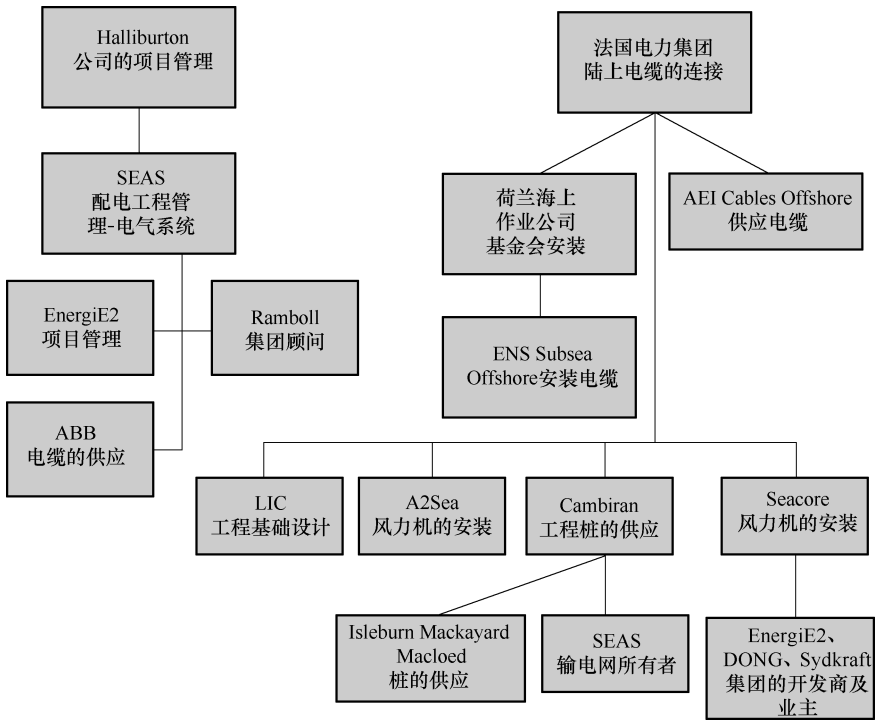


图 4.10 Nysted 多承包合同结构（来自对参考文献 [5] 的修改）

4.3.3 美国海上风电将可能采用多重合同开发

在美国海上风电的开发中，可能采用多重合同。EPC 合同是在当安装服务供大于求时，或者安装承包商没有其他选择时被采用^[6]。当欧洲的承包商有更低风险的选择时，他们一般不可能去竞标美国 EPC 合同。从美国开发商那儿得到的信息表明多重合同更受青睐。Cape Wind、Bluewater Wind、Deepwater Wind 和 Coastal

Point Energy 已经实施开发活动，但都与 EPC 合同不相符。这些活动包括签署供给合同（Cape Wind），实施具体的设计工作（Coaster Point Energy），努力去资助或设计安装船（Deepwater Wind 和 Bluewater Wind）。无论如何，EPC 合同最终都有可能在美国发展起来。

4.4 数据的局限性

4.4.1 小样本和不同项目特征

在 2011 年 12 月，欧洲有 50 个在运行的海上风电场，总容量为 4555MW；还有 4 个在建的风电场，总容量为 1232MW。这些项目建设已经超过 15 年，机组容量的变化幅度较大。对比这些项目的特征，有必要把项目的属性进行规范化，也就说把这些项目进行归类。需要额外的属性来归类项目数据，每一种类下降的元素数量影响着分析的可靠性，并在参数评估中产生大的误差。因此在不同特征小样本中进行比较的意义非常有限。

4.4.2 小样本限制分析技术

小样本约束了经验和统计技术，平均值对异常值高度敏感。计量技术应用需谨慎，并且规范化统计措施必须认真解读。在技术、学习和通胀因素的参考（比较）类和假设的定义中，主观评估是必要的。如果新技术解决方案导致成本和执行时间降低，这些将不会反映在依靠历史趋势、当前实践和技术的方法中。随着时间的推移，项目的成本逐步上升，这样的趋势是否持续到未来是不确定的，它们如何影响美国的项目也是未知的。

4.4.3 没有美国的项目正在施工

在 2011 年，美国没有已经建成或正在建设的项目。许多规划的海上项目在东海岸进行，一个规划项目在墨西哥湾，另一个项目是在考虑大湖。规划的项目和桌面上工程研究不能帮助更好地理解影响项目的成本动因和因素，因为无法获得直接经验，只有通过经历来获得学习和见闻。

4.4.4 谨慎地比较应用项目

欧洲市场不同于美国市场，美国市场限制了挖掘、比较项目和成本的能力。欧洲海上风电市场有强有力的政府支持。欧洲两个最大的海上风电项目开发商均为部分国有（DONG Energy 和 Vattenfall），这两个海上项目的评估风险和政治利益回报的方式也有可能不同。此外，欧洲和美国的电力和天然气的价格不同，欧洲天然气价格与原油价格相当，显著高于美国现货市场的价格。

4.5 成本

4.5.1 船舶日费率是动态的，受市场驱动

在近海建设成本中，主要未知量是船舶日费率。竞争水平和服务质量是决定成本的最主要因素，并具有季节性变化的特点。在普通市场中，高水平的竞争稳定了成本，供需关系也明显影响成本波动性。一般的通货膨胀压力是存在的。如果供需不平衡为新企业进入市场创造了环境，那么新的公司会相对迅速、容易地产生。

4.5.2 灾难性故障的影响

开发近海项目有很多危险。极端恶劣的天气、设计问题或者船舶撞击，都会导致灾难性故障，但是预计后果不会像石油或者天然气开发那样严重^①，因为没有被遗弃的地下井，或者存在有可燃物质燃烧的危险。美国风电机组是按照能抵御百年一遇的强风制造设计的，然而这并不能确保百分之百安全，尤其在租约期内，在2004~2008年期间飓风使许多新设计的石油或天然气建筑物都发生了故障^[9]。相对于船舶或油轮的航线，风电场风电机组增加了船舶撞击的概率。

4.5.3 港口设施和位置影响成本

港口设施对海上风电场非常关键，它们为风电场建设提供了制造设施场地，为海运船提供基础，叶片、发电机、塔架和传动部分的制造、装配、装载提供了临时场地。美国有大量多样的港口设施，它们服务于近海风电市场的能力取决于当地的专业技术、可利用空间和其他因素^②。临时区域的距离决定了去港口装卸材料和设备，以及返回施工现场的时间。这个会影响船舶要求、工作持续性和安装成本。相对于制造地点和运输电网的港口位置，决定了叶片、机舱与基础的运输成本。基础可在当地生产，也可通过船舶运输到临时区域，而其他大部分的组件都希望通过陆上来运输。

4.5.4 近海建设的天气风险

在近海施工中，天气风险是一个重要的因素，因为它会耽误开发和引发危险情况。安装受制于风速的大小、海浪高度、海流以及潮位的作用。风速过大会阻碍塔架、机舱和风轮叶片的安装，大的海浪可能阻断任何安装施工。在多重合同里，天气风险通常被转化到每个承包商，而在EPC合同中，天气风险由最主要的承包商

① 拆除被损坏的石油和天然气基础设施的风险和成本大于正常条件下发生的成本，常是常规抛弃成本的5~20倍。

② 期望的港口特征通常包括：深水，加固的码头周围，大的储存区域，易靠近，合适的空间和能够移动基础的设备。

承担。

美国的天气危害不同于欧洲，美国沿海岸的风速一般低于北欧，尤其是沿中大西洋、南大西洋和墨西哥海湾。墨西哥湾和大西洋沿岸是飓风频发地区，这边所有的地区都有可能遇到极端风况和大浪压力的危险。

4.5.5 公共与私人的交互影响成本结构

政府涉入会影响资本成本，欧洲和美国的政府干预也存在重要的差异^[10]。政府除了具有开发商的身份，直接提供部分资金（例如：英国资金拨款计划）或作为项目产权人（丹麦 DONG 能源公司和瑞典 Vattenfall 公司）外，还通过环境和安全要求、电网所有权、税制、保险要求和其他一些政策，来影响安装成本。即使在一些情况里政府政策没有直接影响到资本花费，它们也会间接地影响。例如，美国产品抵税额并没有直接影响资本成本，但提高了电力生产量，这可以减少投资者的风险，他们可能更加愿意接受低税率，因此减少了资本成本^[11]。

在美国，资本和安装花费会受到琼斯法和海事局四号财务文件的影响，两者都会影响船舶成本；美国经济复苏和再投资法案提供了可再生能源资本成本 30% 的税收抵免；生产税抵免为每千瓦时的可再生能源发电提供了税收减免服务；国家环境政策法授权进行环境检查，要求使用减轻环境危害的技术；此外，还有州可再生能源组合标准；海上风电开发当地政府授权；行政花费；涉及最少工资、加班费和安全要求的各种各样的劳动法律。

4.6 退役

4.6.1 法规条款定义了退役时间

租约结束后，联邦近海海域的能源公司有义务去除风电场所有的建筑物，清理这个地区，核实清理结果。可再生能源设施和联邦近海海域的相关建筑物的退役法规在 30 CFR, 285 部分, I 子部分, 285.900-913 进行了描述。清理的设施包括管道、电缆及其他结构和障碍，且必须在租约和路权或土地使用权到期后的两年内清除完毕。

BOEMRE 规则决定了在联邦水域进行退役工作的范围。退役的终点由租赁条约决定，它指明了一个两年期限的截止时间来执行退役，或者允许经营者实施一个经济且高效的退役方法。然而退役截止时间的要求不是由容量来决定的，因此一个 150MW 风电场和一个 750MW 风电场具有相同的退役截止时间。

4.6.2 退役工程是独特的，特征相同

根据开发的要求、结构和地区特征、所使用的工具、市场环境、合同条款、经营时间和经营者的选择权，每个退役工程都是独特的。在石油和天然气工程中，关

于何时和怎么样来退役一个近海结构物，涉及环境保护、安全、成本及战略时机等问题。退役的时间和方法是受技术要求、承包人和经营者的偏好、经济规模、计划影响。在海上风电场中，系统更加相似，在不同的项目中的退役操作要求期望被更加限定和更加相似，这导致获得了学习机遇并减少成本。

4.6.3 退役操作是低成本的，也是常规的

除非在灾难状况下，否则近海退役工作是石油和天然气工业中技术含量最低的工作，有标准工具和退役程序。退役需求和进程已经几十年没有改变了，是典型地通过几天到几个星期来完成退役工作。在海上风电场中，预计退役工作也是低技术含量的和常规的，但退役工程的规模更大；比如一个 300MW 的退役工程包括 100 个结构物，施工的工作量相当于墨西哥湾全年的建筑退役工作量。

4.6.4 存在的学习机会

在 2015 ~ 2025 年，美国安装的海上风电场的退役工程预计是相似的：它们是由单桩和规模较小的浅基础组成，存在于比较浅的水域里（低于 50m）；工程包括一个重达 200 ~ 600t，其轮毂高度达 65 ~ 90m 的风力机塔架和传动结构，在商业工程中会有 50 台或以上的风电机组，而在示范工程中将会有 20 台或以下的风电机组。因此，存在规模经济和学习机会。

4.7 风险和责任

4.7.1 共同的与个别的责任

在联邦水域中，近海能源租赁协议中的所有承包人和所有权持有人都共同地或者各自地承担着退役责任。在经营者无法满足完成租约后退役条约的事件里，退役的责任就落到了合租人和因利益而一起参与工作的合作人身上。根据 BOEMRE 规则，“BOEMRE 会首先找指定的经营者来完成这些责任。如果经营者不能完成租约中的责任，BOEMRE 一般会要求任何或者所有的承租人来完成义务。”如果没有其他的承租人或者为利益工作的财产所有者，或者如果当前的所有者，或者是个人或者集体，都不能完成义务，那么租约的任何或者所有前业主被要求去承担责任：“……如果没有承租人能完成的义务，BOEMRE 会要求先前的承租人，就是那些在设备安装好或者障碍物被设置好的期间，或之后的一段时间拿着租约的人，去履行那些职责。

4.7.2 每个租约都代表不同水平的退役风险

从经营者来看，退役活动代表着将来付出的成本。而从政府的观点出发，退役代表了一个不确定事件和财政风险。每个海上风电场租约代表了对政府不同水平的风险，随着时间的变化，像设备使用年限，所有权和经营权被转让，公司财政力量

改变。风险的水平取决于当前或者之前登记的持有人权利数量和他们的财政能力，生产量和退役成本是有关系的，真实的退役花费与保函条约也有关系。

4.7.3 债券保护公共利益

如果一个公司无法完成租约中的要求，州政府与联邦政府都将承受财政债务。债券项目的目标是保证任何实体在州或联邦司法提供足够的财政资源下执行活动，来保护政府免受各种存在的财政损失。证券帮助确保经营者们遵守所有的管理和租约要求，包括租金、税金、环境破坏清理和恢复活动、退役和场地清理以及其他租赁义务。

4.7.4 承担限度随许多因素发生改变

政府退役负债程度由风电场的大小、开发的复杂性、公司的财务力量和保函的要求决定。所有权历史也会起到一定作用，既然所有的业主和合作者都要共同地或者各自地承担退役义务。在近海石油和天然气中，对财产而言在整个资产周期中，拥有很多业主，所有权变更很多次的现象是很普通的；在海上风电场中，财务交易和所有权结构如何发展是不明确的。

4.7.5 美国政府是最后保障

只有在承租人无法履行退役义务，没有优先的租约持有人能履行义务，政府找不到新承租人来接受租约，退役的花费大于债券价值时，政府必须为退役花费买单。在所有这些事件同时发生的情况下，政府责任是由退役花费而不是联合价值决定的。

4.7.6 债券不能提供完全保护避免违约风险

保函条约意味着给政府提供财政保险，租约的所有者们能够在中止经营后，可以还原其性能到未开发时情况的性能。保函的目的是减少，而不是排除潜在的财政债务。退役债券意味着保护政府避免涉及移除和清理活动时产生的花费，并被设定在一定风险范围里进行变化。未来退役运营的花费总是不确定的。如果债券水平被设定在10倍的退役预期花费时，例如，政府由于不充分的债券所承受损失的可能性是小概率事件，但是做生意的成本过多会减少，在许多情况下会消除市场参与者。当设定联合水平时，需要有一个平衡和合理的期望^[8]。

4.7.7 海上风电场中的财政失败并不算是风险

在政府受到的违约风险方面，海上风电场相比石油和天然气拥有重要的优势。在海上风电场中，工程项目实施的同时要签署电力购买协议，即确保经营者设定一个电力生产价格，从而确保合同的持续性。只要买方持续经营，风电场就不会遭遇到毁灭性失败或者产量大幅度减少。经营者在一段时间里可以合理地预测收入，减少了政府风险。相反地，石油和天然气产量的减少和商品价格的波动，使得税收不确定或者减少，甚至使工程结束。

4.7.8 所有的债券程序都有限制和约束

任何一个债券方案的充分性都是以准确评估一个具体工程和未来时期的退役费用的能力为基础的。所有期货和成本估算都是不确定的，因为工程和市场的不确定性和信息约束。在预期的情况下，债券方案只能获得普通特性；它们不能确定退役的详细要求，运营的时候服务市场是什么，运营期间会引起什么问题，在必须减少成本时经营者会有什么样的选择等。债券法则指明了在当前市场条件和技术下的退役费用，并会随着通货膨胀进行调整。

参 考 文 献

1. Manwell JF, Elkinton CN, Rogers AL, McGowan JG (2007) Review of design conditions applicable to offshore wind energy systems in the United States. *Renew Sustain Energy Rev* 11:210–234
2. Bishop ID, Miller DR (2007) Visual assessment of offshore wind turbines: the influence of distance, contrast, movement and social variables. *Renew Energy* 32:814–831
3. Bird L, Bolinger M, Gagliano T, Wiser R, Brown M, Parsons B (2005) Policies and market factors driving wind power development in the United States. *Energy Policy* 33:1397–1409
4. Lane N (2008) Issues affecting tidal, wave, and in-stream generation projects. Congressional Research Service, Washington RL 338833
5. Gerdes G, Tiedmann A, Zeelenberg S (2006) Case study: European offshore wind farms—a survey for the analysis of the experiences and lessons learnt. DENA
6. Hartley K (2006) The winds of change: EPC contracts for offshore wind farms. *Monday Business Briefing*. May 24, 2006
7. Penhale G (2008) Rhyl Flats offshore wind project delivery—a client’s perspective. BWEA 30th Annual Conference, London, 21–23 Oct 2008
8. Kaiser MJ, Pulsipher AG (2008) A review and update of supplemental bonding requirements in the Gulf of Mexico. U.S. Department of Interior, Minerals Management Service, Herndon, VA. TAR No 600
9. Puskar F (2010) Assessment of damage and failure mechanisms for offshore structures and pipelines in Hurricanes Gustav and Ike. U.S. Department of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement, Herndon, VA. TAR No 642
10. Snyder B, Kaiser MJ (2009) Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy. *Renew Energy* 34:1567–1578
11. Logan J, Kaplan SM (2008) Wind power in the United States: technology, economic, and policy issues. Congressional Research Service, Washington RL 34546
12. AWS Truewind (2009) Offshore wind technology overview. New York-Long Island Offshore Wind Collaborative, 9998

第 5 章 安装策略和选择

5.1 基础安装

基础的安装方法取决于基础的类型。在同一个基础类别内，所采用的方法也存在一些差异，但差异相对较小。我们关注于单桩和导管架，因为它们和美国市场关系密切。

5.1.1 单桩

单桩可用安装船运送到目的地，可用驳船运到现场，也可由一条支线船运输，还可以封盖采用湿拖（例如用自己的浮力漂浮）。运输方法的选择取决于单桩的大小和重量，安装船甲板可变载荷承载力和起重机的起重能力，离岸距离和环境条件。带有重型起重机的大型安装船能够从港口携带多台单桩，并将它们起吊到位。相反，拥有较低甲板载荷承载力或者低起重能力起重机的相对较小的船只，可能需要湿拖或者驳船系统。

抵达现场后，桩被竖立起来以使它垂直于海底。这需要通过起重机和/或一个专门的桩的抓手装置完成，这一步限定了起重机容量（见图 5.1）。将



图 5.1 单桩被抬离甲板（源于克里斯·劳伦斯/ Vattenfall 公司）

液压锤置于桩顶，然后把桩打入到海底预定的深度（见图 5.2）。打桩的时间取决于土壤类型、桩直径和厚度以及锤的重量。坚硬的地下岩石可能阻止打桩，在这种

情况下，需通过桩筒插入钻头钻过岩石层。在桩安装结束后，桩从数十米的泥线以下延伸到水平面以上。打桩的深度取决于土壤类型和设计载荷，通常 30% ~ 50% 的总长度是在泥线以下。

单桩被固定在海床后，过渡件被提起，并同时向桩内灌浆（见图 5.3）。一般而言，由同一船只打桩后，立即安装过渡件，但如果有两艘船在一个装配线上，一艘船则跟在单桩安装船后面，负责安装过渡件。该过渡件通常始于泥线以上的水域，并延伸到单桩顶部数米以上。可能用侧卸驳船或其他船只在单桩周围放置岩石以防止侵蚀（冲刷防护）。



图 5.2 打桩前锤放在单桩顶部
(源于克里斯·劳伦斯/ Vattenfall 公司)

5.1.2 导管架和三脚架

驳船把导管架和三脚架从生产地运到施工现场并吊装到位（见图 5.4）。因为导管架的质量更适合将结构保持在合适的位置，所以用来的固定导管架和三脚架到



图 5.3 过渡件被安装在 Horns Rev2 的单桩上
(源于 DONG A/ S)

海床上的桩，其直径和长度明显比单桩基础小。或者通过基础每个角的套管进行打桩，或者基础被放在预打桩地点上。套管被灌浆到桩上，通过变形来保持护套或三脚架在合适的位置。该过渡件可预安装到基础上省去了吊装作业。对于中等水深（30 ~ 50m）导管架和三脚架的重量在 500 ~ 800t 之间。在过去，导管架是由重型起重船安装，但一些新造的起重船也有能力放置这些基础。与单桩相比，对于护套和三脚架的冲刷保护不太重要。

5.1.3 影响安装的因素

不同类型基础将会影响所需的安装时间。导管架和三脚架安装时间比单桩的要长，因为它们更重更复杂，并且有更多的桩被抬升和安装到位。土壤类型也会影响安装时间，因为如果泥线下存在坚硬的岩石，桩将需要钻孔。如果表面易受冲蚀，就需要冲刷保护，这将增加船的运输和安装时间。土壤类型和最大设计载荷决定了保持稳定的基础所需插入的深度。



图 5.4 Thialf 在阿尔法文图斯放置基础（源于阿尔法文图斯）

如果由安装船运输基础，那么离港口距离、船舶运输速度、每趟运送基础的数量决定了运送和装卸时间。通过驳船运送基础或者把基础拖到现场，安装船的运送时间可能会减少。装置的数量影响总时间和每个基础所需的时间。

理想情况下，应当在天气最有利的季节进行海上作业，然而这往往是不可能的，相反经常在很多时间都无法工作的冬季里作业。相比风力机而言，基础的安装对风况不那么敏感，但在冬季作业将伴有天气延误风险。在新英格兰和美国大西洋沿岸中部，冬季天气没有北海那么恶劣，但仍可能造成延误。

5.1.4 推荐的美国基础安装方法

美国的基础安装将参照欧洲的经验。在浅水情况下，单桩是首选；在较深的水域，导管架或三脚架将是更好的选择。靠近岸边的浅水域比深水域更便宜、更安全，单桩在短期内将占主导地位。重力式基础不可能在美国水域大量使用。在更深的水域，漂浮式基础可能有一天会在商业和技术上可行，但在此之前需要相当一段时期进行改进。

在海峡风电项目中，开发商提出从匡塞特、罗得岛到楠塔基特海峡这 63mile 路程，每趟驳运 3~4 台单桩。自升式驳船用起重机将单桩从运输驳船提起，将其放置在打桩作业的位置。基础固定后，过渡件将被提升并安置在基础上，然后进行灌浆^[1]。

5.2 风力机安装

基础安装好后，安装风力机。安装可使用安装基础的船舶或用一艘不同的

船舶。

5.2.1 运输

最通常的情况是，一艘船既输送风力机部件又负责安装。支线船舶也被用于运送风力机部件，但因为存在海上调转的风险，这种方法已不流行。当支线船被使用时，它常常被用来减少船舶移动。支线船的使用主要取决于安装船的运输速度和成本，甲板负荷，风力机部件的大小和离岸距离。

5.2.2 安装

风力机安装有很多的选择。交付时，风力机通常由 7 个部件组成，包括 3 个叶片，至少 2 个塔架段，机舱和轮毂。在陆上进行一定程度的组装，减少海上吊装次数，预组装的程度将影响船的选择和安装时间。由于风速影响，海洋吊装存在风险，且容易受到风速影响而拖延，所以最好是最大限度地增加陆上组装。

海上风力机安装的方法根据需要的吊装次数分类，如图 5.5 所示。

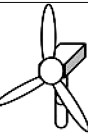
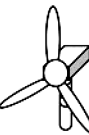
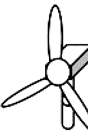
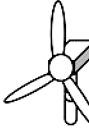
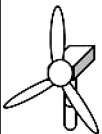
海岸基地 抵达组件	安装方法	起重机					
		1	2	3	4	5	6
2节塔架： 	1						
机舱： 	2						
轮毂： 							
3片叶片： 	3						
	4						
	5						
	6						

图 5.5 展示安装方法的图片

1) 岸上进行机舱和轮毂组装。塔筒分别用两个起重机安装，然后把已经组装好的轮毂和机舱安装在塔筒上。所有三个叶片分别吊装。此方法涉及一小部分陆上组装，运用于 Sprogo 和英国林肯郡的 Lynn 和 Inner Dowsing。在 Lynn 和 Inner Dowsing 选用这个方法，是因为港口和海上施工现场之间距离很长，这个方法可以有效利用甲板空间，使得一次行程可以搬运大量的风力机组件。

2) 岸上组装塔筒。塔筒在岸上用一部起重机组装。机舱和轮毂一起被吊装，所有三个叶片单独安装。这种方法使用在 Rhyl Flats 和 Burbo Bank（见图 5.6）。方法 1 的缺点是每个叶片需要单独的起重机，很容易受到强风的延误。然而，由于叶片未预组装，它们运输更容易，甲板可以运输更大数量的风力机部件。在不预装配转子的情况下，除了节省甲板空间外，就没有理由分开提升叶片，因为组装好的叶轮不可能比机舱重，不会限制起重机的吊装。



图 5.6 在 Burbo Bank 安装一个机舱和轮毂（源于西门子）

3) 岸上组装叶轮。塔筒分成两段进行海上运输，并用两台起重机吊装。机舱单独吊装。转子和 3 个叶片首先在岸上组装，然后运到海上吊装现场。该方法将重量分配到各台起重机上，同时免除了单个叶片吊装的需要。该方法需要四台起重机，运用于 Nysted、Alpha Ventus（见图 5.7）、Lillgrund、Horns Rev2、Middelgrunden、Arklow 和 Thornton Bank。

4) 转子和机舱免耳吊装。塔筒分两段输送和吊装。机舱、转子和两个叶片在岸上组装，到现场吊装。第三个叶片独立吊装。起重机吊装机舱，转子和叶片组装机件的能力通常是有限的，然而，塔筒和机舱组件之间的重量差异通常很小。该方法



图 5.7 在 Alpha Ventus 安装一个装配转子
(源于 Alpha Ventus)

需要四台起重机，并运用在 Horns Rev（见图 5.8）、North Hoyle、Barrow、Scroby Sands 和 Kentish Flats。

5) 岸上组装塔筒，转子和机舱免耳吊装。塔筒在岸上组装，并用一台起重机吊装。转子进行免耳吊装，最后一个叶片单独安装。这种方法需要三台海上起重机，并运用在 Princess Amalia 和 OWEZ。这种方法可将重量分布在两台承重最大的起重机上（机舱/叶片组件和塔）。

6) 整个风力机在岸上装配。塔架、机舱、转子和全部三个叶片在码头或驳船上被装配。风力机会由安装船从码头吊装，或者以其他方式运输到海上，吊装到基础上。此方法需要至少 500t 起重型的吊船，Beatrice 一个示范项目应用该方法（见图 5.9）。这种方法并未用于其他任何项目，但是已经对未来的发展提出了各种建议。



图 5.8 兔耳吊装机舱（源于 DONG）

风力机安装方法决定了升降机的最大起重能力，反过来又决定了运输船的最低起重能力。表 5.1 定义了上述六个安装方法的运输船的近似最大举重能力。现有的风力机安装船起重机能力在 100 ~ 1200t。风力机的安装方法是由可用船只成本、叶轮和起重机能力决定。

图 5.9 在 Beatrice 安装完全组装的风力机
(源于 REPower)

5.2.3 影响安装的因素

多种因素影响风力机的安装时间，其中包括天气、安装风力机的数量、船舶扩展、船员经验、突发事件和离港口距离等。由于起重机所需的高度和受气象条件影

表 5.1 海上起重机数量和其他风力机大致重量

起重机 数量	起重机类型	最大重量/t		
		西门子 3.6—107	Vestas V90	Repower 5M
6	Nacelle	125	70	305
5	Tower or nacelle	180 ~ 200	150	300
4	Nacelle	125	70	300
4	Nacelle/rotor assembly	190	105	380
3	Tower or nacelle/rotor assembly	180 ~ 200	150	380
1	Total assembled weight	400 ~ 420	262	655

响的作业[⊖]，风力机安装对天气延误很敏感。距港口距离也很重要，因为组件运输没有几种可供选择的方法。此外，陆上组装程度和安装方法也会影响风力机的安装时间，两者都会受到风力机大小和船舶容量的影响。

采用新方法有可能减少安装时间。安装人员可能开发出一个更加高效的海上物流系统，以减少海上运输的风险，并允许安装船留在作业现场。同样，如果安装船供应充足，安装人员可能会寻求制定一个流水作业方法。曾有研究表明，尽管目前这样的操作受限于甲板空间、吊车能力以及机舱敏感性，但在将来陆上装配的程度在未来可能增加^[2]，因为风力机安装船不是专门为安装已组装完全的风力机设计的。

5.2.4 美国提出的风力机安装方法

美国海上风能项目还没有落实它们的风力机安装的方法。Cape 风能开发商计划使用自航式升降安装船，每次航运 6 ~ 8 台风力机组件。塔架分为两部分进行装配，然后机舱、轮毂和叶片被起吊和固定。预装程度则取决于船舶技术参数和甲板布局的尺寸。

Bluewater 风能公司已经表示有兴趣构建一个或多个自航式风力机安装船舶，但尚未制定融资计划和其他相关细节。Bluewater 提出的船只类似于欧洲使用的船只，因此安装策略也可能是类似的。相比之下，Deepwater 风能公司计划建立专门的重型起吊驳船并使用方法 6 进行安装。

5.3 电缆安装

这里有几种方法来实现海上风电电缆安装[⊖]：

⊖ 吊装操作典型要求为风速小于 8m/s，浪高小于 0.5m。

⊖ 海底电缆铺设方法见参考文献[3]。

1) 使用犁同时进行敷设和深埋。犁由电缆敷设船舶或驳船拉动, 而电缆被放置在安装船上的转盘敷设。这个犁使用高压水射流把电缆预埋在大约 2m 深的沟渠里。水射流使泥或沙流化并让电缆渗入沟内。这是最常见的安装方法, 尤其是对输出电缆。该方法已用于 Scroby Sands 和 Rhyl Flats 的内部阵列电缆, 并建议用于 Cape 风能; 同时也被用于 North Hoyle、Scroby Sands、Barrow、Rhyl Flats、OWEZ、Lynn 和 Inner Dowsing、Gunfleet Sands 的输出电缆。

2) 使用跟踪的水下机器人 (ROV) 同时进行敷设和深埋。这种方法类似于方法 1, 但使用一个水下机器人代替犁。水下机器人携带电缆, 线轴限制其应用于内部阵列电缆。这种方法已经被 North Hoyle、Barrow、Lynn 和 Inner Dowsing 使用, 是从风力机安装船安装电缆时的首选方法。

3) 预挖掘。挖掘沟渠前使用反铲式挖泥船, 使用电缆敷设船敷设电缆于沟槽中, 并使用挖泥船填充沟槽。该方法可通过空气袋使电缆浮动在沟槽上方, 或可能直接在沟槽中敷设电缆。Lillgrund 和 Middelgrunden 已经把它用于内部阵列和输出电缆。在 Barrow 一个小段输出电缆中也使用了该方法。

4) 铺设和沟渠。使用电缆敷设船铺设电缆于海床上和使用水下机器人将电缆埋入沟槽 (见图 5.10)。该方法已在 Kentish Flats、Gunfleet Sands 和 Horns Rev 2 的内部阵列电缆, Princess Amalia 的输出电缆得到应用。

5) 拉和沟。在机组之间使用绞车拉动电缆, 之后用水下机器人或者犁埋下电缆。该方法只能用在内部阵列连接, 且在 Horns Rev 得到应用。

5.3.1 内部阵列电缆

把内部阵列的电缆连接到风力机的作业受天气和操作的影响, 并可能导致时间超支。对于固定式单桩, J 形管是连接在外部, 作为电缆管道使用。J 形管从海平面以上向下延伸至低于泥线。对于导管架和三脚架, J 形管在内部或者沿着基础安装。电缆必须通过绞车穿过 J 形管。输送电缆过程中通常需要潜水员和/或一个水下机器人, 而且对潮汐、波浪和当前情况都很敏感。

5.3.2 输出电缆

输出电缆可以是高电压 (高于 110kV) 或中压 (20 ~ 40kV), 取决于工厂的生产容量和输出电缆的长度。高压电缆与海上变电站有关, 它比中压电缆更大、更重。输出电缆由于其尺寸和重量采用同时放置和敷设电缆的方法。

有很多种方法可以把电缆带到岸上。最常见的方法是用水平定向钻孔技术把输出电缆带到岸上。定位在海滩上的陆地钻机车可以直接钻向海上。用塑料管把钻的孔加上塑料套管, 作为电缆拖动穿越的管道。随后潜水员或者水下机器人通过管道把电缆从海上敷设船引出来, 然后用绞车把它们拉到岸上。另外, 在涨潮时电缆敷设船可能被拖到岸边、搁浅 (见图 5.11), 然后电缆敷设犁从海滩进行敷设。在下次涨潮时, 驳船将浮起, 拖向海里, 继续为风力机阵列铺设电缆。

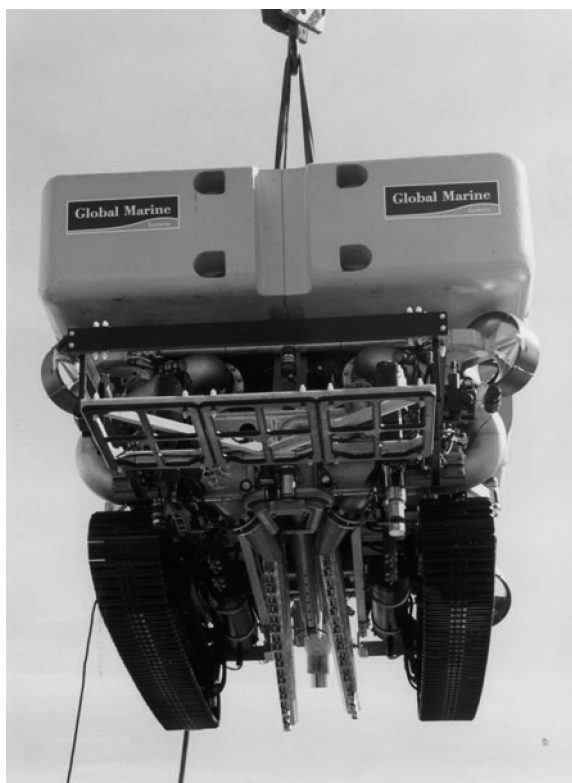


图 5.10 被跟踪的 ROV (源于全球船用动力系统)



图 5.11 使用犁和驳船进行电缆敷设
(源于全球船用动力系统)

5.3.3 影响安装的因素

安装内部阵列电缆的时间取决于风力机的数量和布局、土壤类型、埋藏深度、冲刷防护要求。安装输出电缆的时间取决于陆上变电所的位置、土壤类型、埋藏深度、冲刷保护和陆上过渡区。在浅水区，水的深度对于安装时间没有太大影响。预计海床敷设电缆能够快速进行，登陆和与海上变电站进行连接需要额外的时间。

铺设电缆的进展受到电缆重量和长度的影响。风力机之间的电缆运输和安装距离通常约等于风力机之间的距离（通常不到 800m），而输出电缆的距离至少是到海岸的距离（3 ~ 60km）。因此，一个近岸（10km）风电场的内部阵列电缆重量为 10 ~ 20t，而输出电缆重量可能为 500 ~ 700t。电缆的大小和重量会影响对船舶的要求和安装时间。

埋藏深度取决于土壤类型、冲刷概率和政府规定。增加埋藏深度会增加不适合地下条件的可能性。冲刷保护可能需要确保保持必要的深度。

使用方法和船舶需要权衡，会影响安装时间。使用动态定位安装船舶安装是最快的，因为系泊时不需要频繁的重新定位。如果使用方法 3，敷设时间将变短，但由于需要挖掘和填充沟的时间，电缆安装总时间将会变长。同样，从风力机安装船上操作水下机器人可能不是最省时间的解决方案，但事实上，它允许一艘船同时完成两项工作，所以在多种可选方案当中这种方法是应该最优先考虑的。

5.3.4 美国的电缆安装方法

在 Cape Wind，开发商计划使用有拖船和驳船的喷射犁，来安装内部阵列电缆。一些地方将会需要潜水员协助安装冲刷垫和岩石护甲。输出电缆将通过一个从陆地向海上输出点的水平钻孔登陆。需要进行临时围堰，在完成操作之后进行回填。

5.4 安装变电站

海上变电站安装在单桩式、导管式或重力式基础之上。变压器在岸上进行安装后被重型起重船带离码头并运送到指定地点（见图 5.12）。将变压器放置在基础上，并进行固定后，进行整修工程。

5.5 欧洲风力机安装统计

本节目的是整合并评估欧洲风电场的安装经验。目标是进行量化，通过统计分析、相关性阐述美国基本未来发展。

5.5.1 数据源

表 5.2 显示的是安装数据的主要来源，并识别出最佳的描述。对于安装某些方



图 5.12 海上变电站的安装（源于 DONG）

面，没有信息，或只有零星的信息是可用的。而其他方面有一系列和连续的报道。多个项目的安装时间被报道，但数据没有根据临时作业区域间的距离、天气干扰和类似事件进行规范化处理。由于单位时间的统计数据包括这些因素的影响，所以安装以总时间表示，而不是安装任何单一组件的时间。

表 5.2 安装海上风电场信息资料

风 电 场	来 源
Horns Rev 2	[4]
Horns Rev 1	[5]
Middelgrunden	[6*, 7]
North Hoyle	[8*]
Alpha Ventus	[9]
Nysted	[10, 11]
Thornton Bank	[11, 12]
Scroby Sands	[11, 13*]
Kentish Flats	[14]
Lynn 和 Inner Dowsing	[15]
Barrow	[16*, 17]
Q7/Princess Amalia	[18]
OWEZ	[11, 19*]
Lillgrund	[20, 21*]

注：* 表示在安装过程中有特别详细的描述。

5.5.2 基础

表 5.3 总结了单桩和过渡件安装所需的时间。基础安装，包括运输时间、天气延误和过渡件的连接，平均 3.7 天/桩，标准差 $SD = 2.1$ 天。每台机组的基础安装时间从 1.8 天到 8.6 天不等。Arklow 风电场除外（含 7 个机组的小型项目），平均时间降低为 3.3 天/桩（ $SD = 1.5$ ）。在两种情况下，桩是由一只船运输，过渡件被另一只船组装。在这些情况下，有意义的统计数据是船天[⊖]（单位船只使用的天数）而不是总时间。这时候在校正总安装时间之后，平均时间增加到 4.0 船天/桩（ $SD = 2.0$ ）。Arklow 风电场除外，基础安装平均时间是 3.6 船天/桩（ $SD = 2.1$ ）。

以项目规模为函数的安装速率如表 5.4 所示。对于少于 30 个基础的项目，需要 4.6 船天/桩；对于 30 ~ 60 个基础的项目，平均安装时间减少到 3.8 船天/桩；对于 60 个及以上基础的项目，应该为 2.6 船天/桩。这显示了规模经济效应，但由于样本的小规模，详细的统计分析是没有意义的。

表 5.3 海上风电场基础安装需求

项 目	船舶数量	时间/月	基础类型	基础数量	安装速率/(天/基础)
Middelgrunden	1	2	重力式	20	3
Nysted	1	13 ^①	重力式	73	5.3
Thorton	1	1.1	重力式	6	5.5
Lillgrund	1	14	重力式	48	8.8
Sprogo		0.5	重力式	7	2.1
Horns Rev 2	1	5.5	单桩	92	1.8
North Hoyle	2	4	单桩	30	4 (5.5) ^②
Rhyl Flats	1	3	单桩	25	3.6
Scroby Sands	1	3.5	单桩	30	3.5
Kentish Flats	1	2	单桩	30	2
L/I Dowsing	1	8	单桩	54	4.4
Barrow	1	7	单桩	30	7
P. Amalia	1	6	单桩	60	3
OWEZ	1	4	单桩	36	3.3
Horns Rev 1	2	4	单桩	80	1.5 (3)
Burbo Bank	1	1.8	单桩	25	2.2
Robin Rigg	1		单桩	60	
Arklow	1	2	单桩	7	8.6

① 中表示不需要主要安装船疏浚的时间。

② 括号中的数据表示每桩安装所需的船天。因为两艘船没有同时使用，所以 North Hoyle 风电场的船天数不是时间的两倍。

⊖ 一个船天表示一艘船使用一天,两艘船使用一天表示两个船天。

表 5.4 基础安装速率与基础安装数量之间的关系

基 础 数 量	安装速率/(船天/基础)	观 察 次 数
≤30	4.6	7
30 ~ 60	3.8	2
≥60	2.6	3

5.5.3 风力机安装

表 5.5 描述了安装风力机所需的时间。安装一个风力机的平均时间是 4.1 天/机组 ($SD = 3.0$)。在 18 个案例中,有 6 个案例使用两艘船,于是活动时间被规范化为一个船天。风力机的平均安装时间是 5.7 天/机组 ($SD = 5.7$)。除小项目外 (Thornton Bank、Alpha Ventus 和 Arklow),平均降至 4.0 天/机组 ($SD = 2.6$)。在一些情况下,风力机的安装时间为 2 天/机组 (Lynn 和 Inner Dowsing、Horns Rev 2、Nysted、Lillgrund、Burbo Bank)。

表 5.5 海上风电场风力机安装要求

项 目	船舶数量	持续时间/月	风力机数量	安装速率/(天/机组)	安 装 方 法
Lillgrund	1	2.5	48	1.6	3
OWEZ	1	3.5	36	2.9	5
Kentish Flats	1	4	30	4.0	4
Scroby Sands	1	3	24	3.8	4
Nysted	1	3	72	1.3	3
Horns Rev 1	2	4	80	1.5 (3.0)	4
Burbo Bank	1	1.5	25	1.8	2
P. Amalia	2	11	60	5.5 (9.5)	5
Middelgrunden	2	1.25	20	1.9 (3.8)	3
North Hoyle	2	3	30	3.0 (6.0)	4
Alpha Ventus	1	1.5	6	7.5	3
Thornton Bank	2	2.5	6	12.5 (25.0)	3
Robin Rigg	2	9	60	4.5 (9.0)	4
Horns Rev 2	1	6	91	2.0	3
L/I Dowsing	1	3.5	54	1.9	1
Barrow	1	5	30	5.0	4
Arklow	1	2	7	8.6	3

注:括号中的数字为船天/基础。因为一艘船不是用于多个项目,所以 Princess Amalia 的船天数量不是总时间的两倍。

表 5.6 描述了安装速率和安装方法之间的关系。方法 1 和 2 每台风力机的安装需要不到 2 船天；方法 3、4 和 5 需要更长的平均安装时间。这一趋势是意想不到的，可能反映了小样本的规模。

表 5.6 风力机不同安装方法的安装速率

安 装 方 法	观 察 次 数	安 装 速 率/(天/基础)
1	1	1.9
2	1	1.8
3	7	7.1
4	6	5.1
5	2	6.2
6	0	

表 5.7 描述了安装速率和安装机组总数量之间的关系。基础安装的总趋势是安装速率越来越快，风力机数量越来越多，并有更多的资料进行参考。由于样本太小，标准偏差太大无法做出关于风力机数量和安装时间的科学量化。

表 5.7 不同数量的风力机的安装速率

风 力 机 数 量	观 察 次 数	安 装 速 率/(天/基础)
< 10	3	13.7
10 ~ 30	6	4.1
31 ~ 60	5	5.0
> 60	3	2.1

5.5.4 电缆

电缆可以快速铺设，但是风力机连接点与引入岸边时间受到天气和运作延误的影响。表 5.8 为安装出口和内部阵列电缆所需的总时间和每千米电缆安装时间。输出电缆平均铺设速率为 0.7km/天（SD =0.4），内部阵列型电缆铺设的平均速率为 0.3km/天（SD =0.1）。输出电缆铺设速率为 0.2 ~ 1.4km/天；内部阵列电缆铺设速率为 0.1 ~ 0.6km/天。

表 5.8 海上风电场电缆安装

项 目	输出电 缆数量	长度/km		总时间/天		安装速率/(km/天)	
		输出	输入	输出	输入	输出	输入
Middelgrunden	2	3	14	—	30	—	0.47
Nysted	1	11	48	—	—	—	—
Horns Rev 1	1	—	57	—	90	—	0.63
North Hoyle	2	12	15	49	105	0.5	0.14

(续)

项 目	输出电 缆数量	长度/km		总时间/天		安装速率/(km/天)	
		输出	输入	输出	输入	输出	输入
Scroby Sands	3	4	17	60	60	0.2	0.28
Barrow	1	26	22	130	150 ^①	0.2	0.15
Lillgrund	1	7	22	5 ^②	90	1.4	0.24
Robin Rigg	2	13	32	60 ^③	180 ^③	0.4	0.18
Alpha Ventus	1	60	16	—	—	—	—
Thornton Bank	2	36	51	70	161	1.0	0.32
Rhyl Flats	3	11	18	60 ^④	90	0.6	0.20
Kentish Flats	3	10	21	30	60	1.0	0.35
L/I Dowsing	6	7	19	—	—	—	—
P. Amalia	1	28	45	30	150	0.9	0.30
Horns Rev 2	1	42	70	—	—	—	—
OWEZ	3	15	27	40 ^③	90 ^③	1.1	0.30
Burbo Bank	3	19	21	—	—	—	—
Sprogo	—	—	5	—	—	—	—

- ① 在组装风力机时由水下机器人铺设电缆；因此，也包括风力机安装船运输的时间。
- ② 不包括预开挖或由于船舶损坏造成的延误。
- ③ 计划时期。
- ④ 大概的安装时间。

铺设速率估计是保守和不确定的。在一般情况下，用来进行电缆铺设的船只使用率与安装基础和风力机的不同，所以样本量较小。在单位时间内的统计数据中不区分离港距离、埋藏深度[⊖]、冲刷防护距离。

表 5.9 显示了内部阵列随电缆总长度变化的安装速率变化。安装速率相同，不随距离和类别变化。表 5.10 描述了输出随电压和距离变化的电缆安装时间。相对于高压电缆，中压电缆更小、更轻且具有更快铺设速率；并随着距离的增加，铺设速率也将得以提高，这可能反映了陆上过渡组装的固定时间。输出电缆比内部阵列电缆有更快的铺设速率，这很可能是较少的连接点数量所造成的。

表 5.9 不同距离下矩阵式电缆的安装速率

距离/km	观 察 次 数	安装速率/(km/天)
<20	4	0.3
20 ~ 30	4	0.3
31 ~ 50	2	0.2
> 50	2	0.5

⊖ 对于绝大部分,埋藏深度落入一个窄域内，或许不是样本统计内的重要因素。

表 5.10 不同电压和距离下输出电缆的安装速率

长度/km	高压, >132kV/(km/天)	中压, <36kV/(km/天)	平均安装速率/(km/天)
≤30	0.57	0.73	0.66
>30	0.85	1.00	0.90
平均	0.68	0.78	

5.5.5 变电站

变电站安装没有可靠的数据参考。最好的变电站安装记录是萨尼特 (Thanet) 的导管架式变电站, 由斯坦尼斯拉夫·尤金 (Stanislaw Yudin) 在 4 天中安装成功。Cape 能源 EIS 指出安装的变电站将需要一个月, 但大部分时间将花费在收尾的工作, 起重船安装只会花费这个时间中的几天。对于单桩或导管架式基础, 安装大约需要相同的时间和相同的安装船。我们预计使用大约 4 天来安装桩式变电站基础, 或略长时间来安装导管架式基础。放置和固定变电站可能只需一天。然而, 由于现场起重船移动缓慢, 天数将会增加, 这取决于安装区域的距离。

参考文献

1. MMS (2008) Cape Wind final environmental impact statement. Minerals Management Service. Herndon, VA. 2008-040
2. Prowse M (2009) Installation logistics for UK round 3 wind farms. BWEA Offshore Conference, Westminster, June 24-25
3. Worzyk T (2009) Submarine power cables: design, installation, repair, environmental aspects. Springer, Berlin
4. Lindving K (2009) A2Sea News. www.a2sea.com/Admin/Public/DWSDownload.aspx?File=%2FFiles%2FFiler%2FNewsletters%2FA2SEA_NEWS_Spring_2009.pdf. robin rigg prrowse. Accessed 29 Oct 2009
5. Elsam (2002) Horns Rev newsletter. http://www.hornsrev.dk/Engelsk/nyheder/nyh_aug_02/uk-aug_02.htm. Accessed 10 Nov 2010
6. Larsen JHM, Soerensen HC, Christiansen E, Naef S, Vølund P (2005) Experiences from Middelgrunden 40 MW offshore wind farm. Copenhagen Offshore Wind Conference. October 26-28
7. Sørensen HC, Hansen LK, Larsen JHM (2002) Middelgrunden 40 MW offshore wind farm Denmark-lessons learned. Renewable realities-offshore wind technologies. Orkney, UK
8. Carter M (2007) North Hoyle offshore wind farm: design and build. Proceedings of the Institution of Civil Engineers, Energy 160(1):21-29
9. Alpha Ventus (2010) Alpha Ventus. <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=80>. Accessed 26 Oct 2010
10. Volund P (2005) Concrete is the future for offshore foundations. Proceeding of Copenhagen Offshore Wind, October 26-28, Copenhagen
11. Gerdes G, Tiedmann A, Zeelenberg S (2006) Case study: European offshore wind farms—A survey for the analysis of the experiences and lessons learnt. Power. Deutsche Windgard, Deutsche Energie Agentur

12. C-Power (2010) Investment. <http://www.c-power.be/English/investment/index.html>. Accessed 26 Oct 2010
13. Douglas Westwood, ODE (2005) Scroby Sands supply chain analysis. Department of Trade and Industry, London, 334–04
14. Offshore Wind Capital Grants Scheme (2007) Kentish Flats offshore wind farm 2nd annual report. Department of Business Enterprise and Regulatory Reform, London. 09/P46. <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file50164.pdf>. Accessed 7 Oct 2011
15. Centrica (2010) Renewable. <http://www.centrica.com/index.asp?pageid=923#project4>. Accessed 10 Nov 2010
16. BoWind (2008) Construction. <http://www.bowind.co.uk/construction.shtml>. Accessed 10 Nov 2010
17. Offshore Wind Capital Grants Scheme (2007) Barrow offshore wind farm first annual report. Department of Business Enterprise and Regulatory Reform, London. 09/P45. <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file50163.pdf>. Accessed 24 Oct 2010
18. De Vries E (2007) North Sea construction: Installing the monopiles for the Dutch Q7 offshore wind farm. *Renewable Energy World*, May 1
19. NordzeeWind (2008) Offshore wind farm Egmond aan zee general report. Ijmuiden, Netherlands. OWEZ_R_141_20080215. http://www.noordzeewind.nl/files/Common/Data/OWEZ_R_141_20080215%20General%20Report.pdf. Accessed 24 Oct 2010
20. Vattenfall (2010) Wind farms. Stockholm. <http://www.vattenfall.com/en/wind-farms.htm>. Accessed 24 Oct 2010
21. Jeppsson J, Larsen PE, Larsen A (2008) Technical description of Lillgrund power plant. Vattenfall. 218258-1

第 6 章 安装船及安装平台的要求

6.1 施工船种类

6.1.1 主要施工船

现有的风力机及基础安装的几种施工船，包括起重船、自升式平台驳船、自航式安装船（SPIV）和重型起重船。由于它们在吃水线以上吊装，因此把上述安装船全部看做有升举能力的船。由于自航式安装船常被专门用来安装风力机，因此也被称为风力机安装船（TIV）。我们常常指风力机安装船为能够安装风力机或基础的船，那么自航式安装船作为一种特殊的风力机安装船。表 6.1 列出了在欧洲最常用的安装船的基本信息。安装船的主要规格包括载重量、桩腿长度和吊装能力。

表 6.1 欧洲海上风电场建设使用的船

船	船 的 类 型	施工水深/m	吊装能力/t	风 电 场
Sea Power	自航式安装船	24	100	Horns Rev1, Lillgrund, Horns Rev2
Sea Energy	自航式安装船	24	100	Kentish Flats, Scroby Sands, Nysted, Princess Amalia
Rambiz	三角起重机	> 100	3300	Beatrice, Thornton Bank, Nysted
Sea Jack	自升式平台驳船	35	1300	Princess Amalia, Arklow, Scroby Sands
Svanen	起重船	> 100	8700	OWEZ, Rhyl Flats, Gunfleet Sands
Titan 2	工程船	60	400	Rhyl Flats
Buzzard	自升式平台驳船	45	750	Alpha Ventus, Thornton Bank
JB 114 和 115	自升式平台驳船	50	280	Alpha Ventus
Thailf	起重船	> 100	14200	Alpha Ventus
Eide Barge 5	三角起重机	> 100	2000	Middelgrunden, Nysted, Lillgrund, Sprogø
Taklift 4	三角起重机	> 100	1600	Alpha Ventus
Kraken 和 Leviathan	自航式安装船	40	300	Walney, Greater Gabbard
Resolution	自航式安装船	35	300	Robin Rigg, Barrow, Kentish Flats, North Hoyle

(续)

船	船 的 类 型	施工水深/m	吊装能力/t	风 电 场
Excalibur	自升式平台驳船	30	220	North Hoyle
Lisa A	自升式平台驳船	50	600	Rhyl flats
MEB JB 1	自升式平台驳船	40	270	Middelgrunden, North Hoyle, Yttre Stegrund
Goliath	自升式平台驳船	50	1200	
Sea Worker	自升式平台驳船	40	400	Robin Rigg, Gunfleet Sands

6.1.1.1 起重船

起重船被设计成为一种利用千斤顶桩腿建立坚固的升举平台的自航式载重船 (见图 6.1)。通常起重船有三个桩腿，可以在提升重物时利用短吊杆吊装。小的起重船的载重量为 75t，可以提升 50t 的重物；较大的工程船载重量为 750t，可以提升 500t 的重物。吊装能力在 200t 位或更大并且甲板承重量至少 500t 的大起重船，可以装运一个或两个风力机。小吊装船不能进行大部分近海风电安装作业。



图 6.1 KS Titan II 工程船 (来自近海风电国际海运)

6.1.1.2 自升式平台驳船

通常自升式平台驳船有 4 个桩腿，并且它的大小介于起重船和自航式安装船之间。图 6.2 是一艘大型自升式平台驳船 (Sea Jack)。图 6.3 是一艘小型自升式平台驳船 (JB 114)。Sea Jack 起吊机的吊装能力为 800t，甲板载重为 1500 ~ 2000t。而 JB 114 起吊机的吊装能力为 280t，甲板载重为 1250t。一艘小型自升式平台驳船可以载运 2 台风力机，而一艘大型自升式平台驳船可以载运 6 ~ 8 台风力机。自升式平台驳船不是自航式的，并且要求用缆索固定位置，运输速度取决于拖船的力量，

通常为 4 ~ 8 n mile/h。



图 6.2 Sea Jack 自升式平台驳船（来自 Ben Barden/Vattenfall）



图 6.3 在 Alpha Ventus 的自升式平台驳船 JB 114
（来自 Alpha Ventus）

6.1.1.3 自航式安装船 (SPIV)

自航式安装船是一种有 4~6 个桩腿的大驳船,能以 8~12n mile/h 行驶,甲板承载能力在 1500~6500t 间不等(见图 6.4)。许多自航式安装船有升举能力以及驳船的外形,它们可能会利用桩腿稳固,或造成驳船的形状(但不会完全升起来)。它们和自升式平台驳船的区别在于是否有自推力,和起重船靠大小区分开来。它们的载重能力取决于甲板载重或甲板空间,通常可以载运 6~8 台风力机。



图 6.4 自航式安装船 MPI Resolution
(来自 Chris Laurens/Vattenfall)

6.1.1.4 重型起吊船

重型起吊船有一个不用附加提升系统的高起吊能力的起吊机,并拥有驳船外形。它们有可能或不可能是自航式,可能是动态定位或常规抛锚。重型起吊船包括三角起重机、转臂起重机和其他漂浮式起重机,并且广泛用于近海石油和气体工业建设;很少用于安装风力机,但是可能在基础建设、风力机整体吊装或安装变电站时用到(见图 6.5)。重型起吊船以 4~8n mile/h 行驶。



图 6.5 重型起吊船 Rambiz 在 Ormonde 风电场正在安装基础(来自 Ben Barden/Vattenfall)

6.1.2 敷缆船

敷缆船通常用来铺设风力机间和输出电缆间的内部阵列电缆。输出电缆敷缆船是一种大型驳船或专门用来电缆敷设操作的自航式驳船（见图 6.6）。通常这些船舶有一个可以转盘能让 1000t 的电缆自动收线，并且操作电缆的敷设装置或 ROV[⊖]。由于受电缆距离和重量限制，内部阵列电缆可能由不同船舶敷设。驳船，改装过的近海供给船舶，或其他中型船舶通常都可以被用作为敷缆船，可能动态定位，或者操作一个 ROV。主要的安装船舶或输出电缆船舶用来敷设内部阵列电缆也很常见。



图 6.6 CS Sovereign 敷缆船（来自全球海事）

6.1.3 扩展船

在每一个安装阶段都需要扩展船，但是扩展船的大小和组成会因为安装的过程而不同，并且取决于主要安装船舶的承载力和工作范围。这里有几种用于近海风电场安装的扩展船，包括海员船、多功能船、拖船、潜水补给船和挖泥/清洗船（见图 6.7）。

海员船长 10 ~ 25m，载重量为 10 ~ 15 人。种类从小型的坚硬外壳的可充气船到大型的双体船不等。除了它们本身角色外，也用作为风力机供电、安全保障、环境研究或者浅水潜水员支撑的船舶。

多功能船舶是多种用途的综合型船，通常长为 12 ~ 30m，装设有（载重量在

⊖ ROV:一种携带电缆的绕线轴的装置或者由安装船和电缆同时提供。



图 6.7 从上到下依次是船员艇、锚固拖船、多功能船（来自海上风电场全球海事，Darren Hillman 风电场，Albert Bridge 风电场）

50t 以下) 的起吊机和一个大的露天甲板。它们主要用作锚固，也可能负责运输轻型物品、潜水补给、挖泥和其他任务。多功能船舶在美国不常见。

潜水补给船可以通过对各种各样的船只进行小修改实现。潜水补给船为潜水员

提供了下水、供给、交流和疗伤的场所。由于仅在浅水中作业，没有必要在深水中活动，这些船要比在近海石油和燃气工业中使用的船小。

挖泥和冲刷保护船在应用方面不同。从最简单的组成来说，一个挖泥船是由用桩定位的船以及其上的一个挖掘机组成的。更加复杂的动态定位的挖泥船用作重力式基础的施工，但不要求进行单桩基础施工。清刷保护通常由一种侧卸的驳船或工程船来实施。

通常用拖船把甲板驳船和非自航式驳船从海滨拖到近海场址。在许多情况中，它们配备了小型起吊机装备用于锚固。拖船随功率、尺寸和远航能力的不同而不同，功率的大小表明这些功能。用于海上风电场安装的拖船的功率通常为 1000 ~ 3500kW（1500 ~ 5000hp）。

6.2 影响船只选择的因素

项目中船种类的选择是基于实用性、经济性和技术因素。技术要求取决于安装进度。表 6.2 给出了船的类型以及相应在各个安装阶段中可以完成的任务。施工水深对所有的安装阶段都很重要。深水 and 浅水都有限制。在浅水区域，由于自升式平台驳船吃水更浅，所以选用它们^[1]。到目前为止，由于浅水区的场址接近海岸，具有选择的优先权，深水不受限制。

表 6.2 船的类型和在各阶段可以完成的任务

船 的 等 级	安 装 活 动			
	基础	风力机	电缆	变电站
工程船	不可能	可以	不能	不能
自升式平台驳船	可以	可以	不能	可以
自航式安装船	可以	可以	可以	可以
起重船	可以	不可能	不能	可以

6.2.1 基础

基础是由一些有升举能力的安装船安装，由于起吊船的吊装能力较低不可能使用它们完成基础安装。基础有可能被漂浮式重型起吊船安装，但是对于单桩基础而言，只要有升举能力的船都可以使用。基础安装船的重要参数有起吊机的吊装能力和水深。起吊机的吊装能力很重要，因为单桩基础重量超过 500t，并且每一块的重量超过了 200t，会超过了许多起吊机的吊装能力。如果一艘船不能举起一个单桩，将会用其他能选择的办法来解决，但任何可供选择的办法都不会很容易地解决运输单桩问题。由于运输基础时可供选择的方法有很多，运输速度不是很重要，而且不要求安装船往返于港口。

6.2.2 风力机

风力机由有升举能力的工程船安装，为了提高这种工程的效率，这类船必须有能够运载适量的风力机零部件，并且可以将这些零部件升到轮毂的高度。在选择船只时，要考虑的重要因素为有效载重量、甲板空间以及最大升举高度和最大升举重量。可变荷载与甲板空间有关，决定了每一次行程中装载的风力机零部件的重量、数目以及安装状态。升举高度决定了一艘船是否能在给定的轮毂高度安装风力机，与水深、桩腿长、起臂长度有关，如图 6.8 所示。为了安装机舱和叶片，离水面的间隙高度和起臂长度的总和必须大于轮毂高度。间隙高度取决于桩腿长、水深和天气状况。起吊机的起吊能力决定了每一个风力机要求的起重机数量，并且限制了容许在岸上安装的程度。在岸上安装，减少了近海起重机的数量，最终减少了操作中花费的时间和资金。但是由于在海岸上安装的程度加深，起吊机的载重能力和甲板空间也要相应增加。

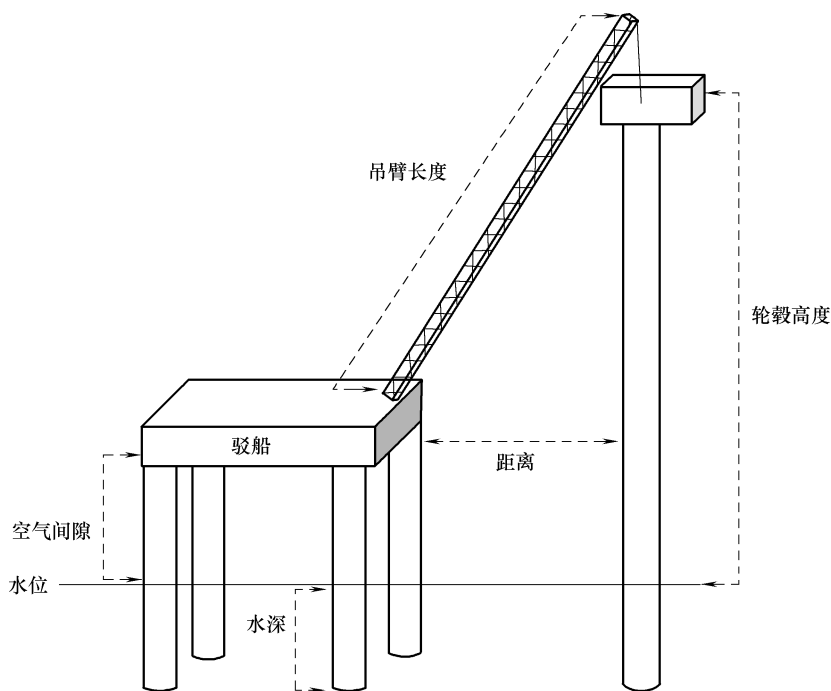


图 6.8 影响升举高度和能力的示意图

6.2.3 电缆

对内部阵列和输出电缆，船舶实用性决定了安装技术。在许多例子中，安装船操作一个似犁的工具或 ROV，达到在铺设电缆的同时埋设电缆的目的，这种方法是最有效的。但是基于船舶可靠度和费用，这种方法不是经常被选择的方法。对输

出电缆，转盘能力非常关键。高压输出电缆通常又长又重，要求一艘船能够承受成百上千吨的电缆。对内部阵列电缆来说，转盘能力没有输出电缆安装时那么关键。内部阵列电缆可以在较低的高度上运输和安装，并且比输出电缆轻。

对于内部阵列电缆，自航式船舶是非常典型的。对于输出电缆，驳船或自航式船舶都可以使用。由于驳船可以被搁浅，它使岸上过渡大大简化，但缺点是由于它的系船装置的分散性，要求船舶经常改变停放位置。

6.2.4 变电站

变电站导管架式基础和顶端重量通常达 500 ~ 2000t，安装船必须有吊起变电站的能力。由于变电站通常不是很高，升举高度不是很重要。然而，如果由于潜在的浪高，顶端需要增高，升举高度要被考虑进去，尤其对三角式起重机。到目前为止，变电站导管架和顶端部分由起重船安装。由于自升式平台驳船和自航式安装船的起吊机的吊装能力增加，可能被用于安装变电站。

6.3 支撑扩展

扩展船在安装时提供两种主要的用途：其一为安装船活动提供支撑，如船员运输、锚固、拖拉、其他功能；其二运输部件，特别是从海岸基地到海上风电场之间运输基础。扩展船的构成非常有效并取决于安装船只的规格、运输策略、离岸距离、预期环境状况、风力机及基础重量、工程规模、租用船舶的花费和可利用性。

表 6.3 列出了在风力机及基础安装时几种可能用到的扩展船，用于支撑主要的安装船。在所有例子中，自升式平台驳船靠拖船提供推力，而自航式安装船和工程船不需要。自升式平台驳船需要一些船只解决锚固问题。工程船或自航式安装船也需要解决锚固问题，但是如果使用的是新建好的船，此类问题就不必考虑了。

表 6.3 根据船只种类和活动预估现有的船舶平台

			拖 船 数 量		驳 船 数 量		通用船只数量	
船种类	部件	运输系统	最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值
自航式安装船	基础	驳船/漂浮	2	3	0	3	2	4
自航式安装船	基础	自载	0	0	0	0	1	3
自航式安装船	风力机	自载	0	0	0	0	1	3
自升式平台驳船	基础	驳船/漂浮	3	4	0	3	2	4
自升式平台驳船	基础	自载	1	2	0	0	1	3
自升式平台驳船	风力机	自载	1	2	0	0	1	3
工程船	风力机	自载	0	0	0	0	1	3

6.3.1 基础运输

基础可以被安装船、驳船运到场址或利用漂浮式运输。如果利用安装船运载基础，就不需要其他扩展船。如果基础由驳船运载，至少需要两个拖船和两个驳船来确保施工中基础得到持续供应。如果用的是漂浮式基础，至少需要两个拖船。如果单桩基础的安装用的是漂浮式，就不用分开运输，它们可以用安装船或驳船运输。如果海上风电场离海岸上的临时作业区域相当远，就要用到额外的船。

6.3.2 风力机运输

风力机部件最有可能由安装船运输，不需要额外的船只来支持。如果部件是由供给船运输，这个船就是自升式的和/或动态定位的。拖船推动的驳船不满足在海中进行风力机安全转移。因此，风力机的供给系统需要其他的主要安装船而不是额外的扩展船。

6.3.3 电缆

敷缆船也需要扩展船。非自航式的船需要用拖船提供动力和锚固。由于船舶停泊的频率以及船舶系缆线的数目，至少需要两个拖船（见图 6.9）。自航式和非自航式船需要至少一艘工程/海员船以及一艘潜水供给船或其他供给船。



图 6.9 有平台的敷缆船（来自全球海运业系统）

6.3.4 欧洲扩展船要求

图 6.10 ~ 图 6.12 显示的是 Thanet、Gunfleet Sands 和 Ormonde 风电场建设过程中每一星期使用的船舶数量。在每一个例子中，每一周都会向股份持有者公布详细的活动内容以及在施工现场的船舶。空白位置代表丢失的数据，并不是没有活动。这三个风电场都是在 2009 ~ 2011 年建立的商业工程项目（Thanet、Gunfleet Sands、Ormonde 分别为 300MW、172MW、150MW）。

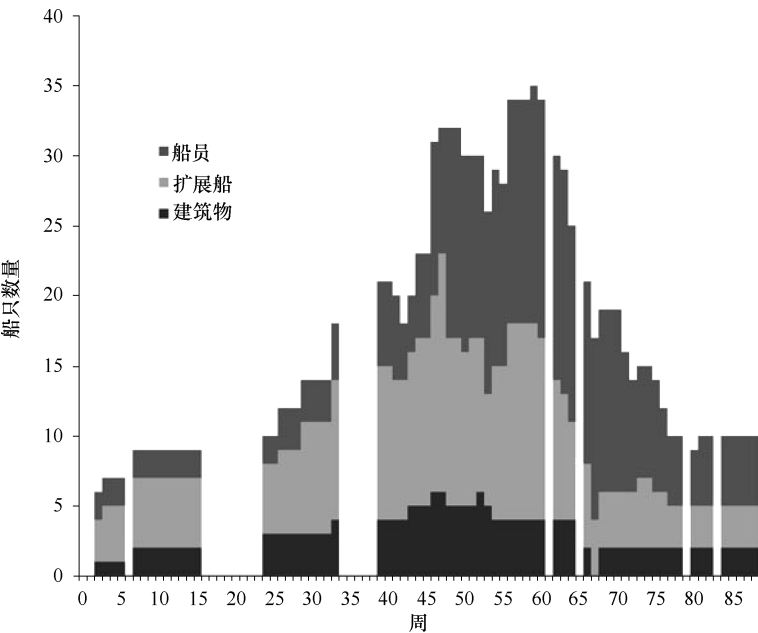


图 6.10 Thanet 风电场的平台要求

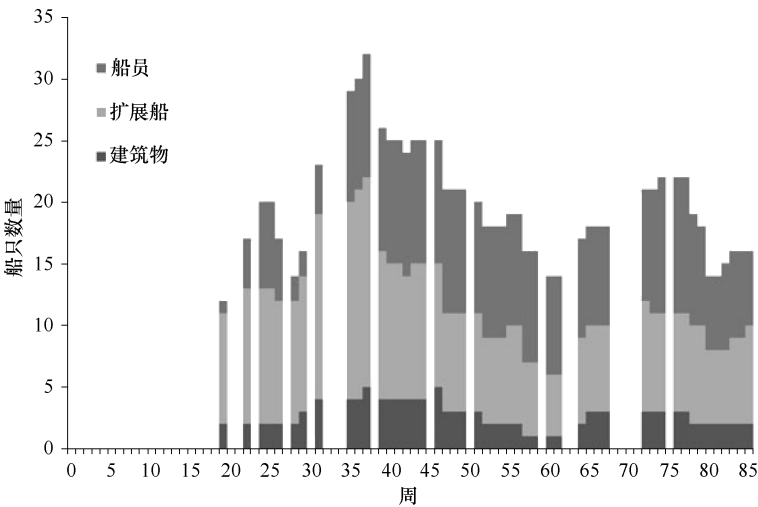


图 6.11 Gunfleet Sands 风电场的平台要求

Thanet、Gunfleet Sands 风电场用的是单桩基础，而 Ormonde 风电场用的是导管架式基础。Gunfleet Sands 风电场离岸 7km，由 DONG 公司建设。Thanet 和 Ormonde 风电场离岸 10 ~ 12km，由 Vattenfall 公司建设。Thanet 风电场有 100 台 3MW 风力机；Gunfleet Sands 风电场有 48 台 3.6MW 风力机；Ormonde 风电场有 30 台 5MW 风

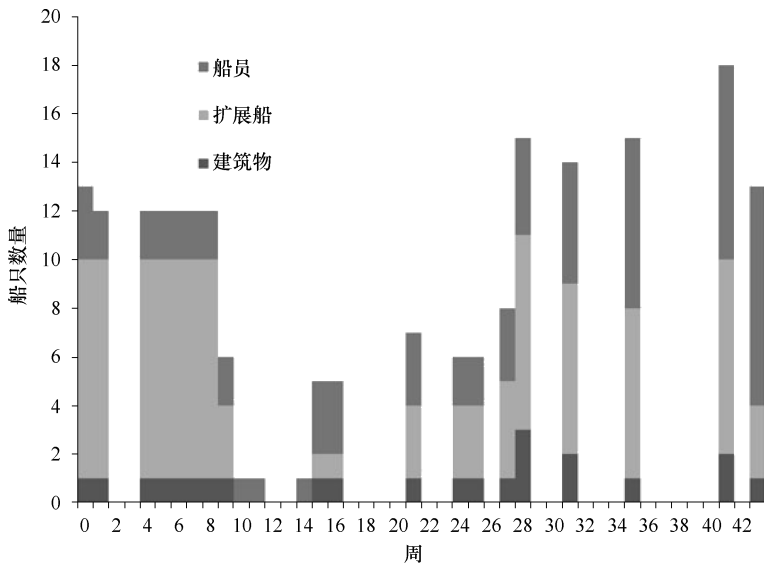


图 6.12 Ormonde 风电场的平台要求

力机。风电场的特征和安装策略决定了每一张图的形状和持续时间。

在 Thanet 风电场中最小的扩展船的组成为一艘主安装船（自升式平台驳船 Sea Jack）、两艘海员艇、两艘拖船和一艘其他种类的船。当增加了第二艘船时（自航式船 Resolution），扩展船增加到了四艘拖船、两艘海员艇、一艘指挥船。因为在第 27 周电缆开始敷设，所以海员艇和多功能船舶的数量增加了。当两艘自升式平台驳船、三艘敷缆船、一艘起重船施工时，最多的施工船只的数量有 32 艘。

Gunfleet Sands 风电场采用了一个更大的扩展船队伍，并且在施工时使用的最少船只的数量是 12 艘。通常扩展船队有一艘主要的自航式安装船（工程船 Titan 2）、一艘拖船、一艘驳船、一艘电缆敷设双体船、2~3 艘多功能船舶（一艘用来支撑电缆敷设，另一艘支撑安装船）、大约 10 艘海员艇和至少 3 艘其他船只。

Ormonde 风电场中的风力机比 Thanet、Gunfleet Sands 风电场中用得少。但是 5MW 风力机又大又重，因此要求不同的扩展船组合。在基础安装的过程中，起重船 Rambiz 靠 5 艘拖船、4 艘驳船和 2 艘海员艇来安装基础。电缆敷设是由 1 艘独立的安装驳船、1~3 艘拖船和 2~3 艘海员艇完成。风力机安装需要 2 艘拖船、大约 2 艘海员艇。如果试运转开始，在风力机间的工作人员的移动增加，就要增加额外的海员艇。

在 Thanet、Gunfleet Sands、Ormonde 这三个风电场，主要安装和电缆敷设中扩展船的平均数目分别为 7.9、7 和 8.4。表 6.4 中列出了具体的扩展船的类型。数据显示了要求扩展船舶的总数量和使用船舶类型显著差别。但是就整体而言，每一艘

安装船需要 2~4 艘海员艇，它们构成了整个扩展船舶的一半。

表 6.4 Thanet、Gunfleet Sands、Ormonde 风电场的建设中支撑船的平均数目

船 舶 类 型	Thanet	Gunfleet Sands	Ormonde
联络艇	2.5	3.4	3
拖船	1	0.9	3.4
其他	1.4	2.7	2
总计	4.9	7	8.4

6.3.5 美国潜在扩展船

美国使用的驳船、拖船和设备船与欧洲的不同，取决于实用性和船队的组成。由于在美国多功能船舶不常见，所以不可能使用它们。相反地，和这些在墨西哥湾（GOM）石油和气体工业中使用的类似的小型设备船舶很有可能被租用，以解决锚固问题。在欧洲，因为需要到场址周围频繁地运输少量的工作人员，海员艇要比这些在墨西哥湾石油和气体工业中使用的类似的小型设备船舶小。可以使用来自墨西哥湾的小型海员艇，但是小型船舶可以变成用于工作人员的转移，或采用在当地船坞中新建造的船舶。这种新造船舶使工作人员更安全，并且比墨西哥湾中同等大小的船更便宜一些。

在墨西哥湾中大量使用的动态定位近海供给船舶，都可以用到风电场的建设中。这些船也可以用在将风电场部件从海岸基地运到海上风电场设施[⊖]。起吊船也可以用于风力机安装，并减少了驳船和拖船的使用。

6.4 美国船只的采购

美国近海风电市场采购的安装船，主要是从其他美国工业转调过来的或新建造的船。船可能来自欧洲，但是欧洲高水平的活动和琼斯法案的要求将会限制欧洲船舶在美国的发展。

6.4.1 琼斯法案

琼斯法案（1920 年的商人海运业法案）要求在两个美国港口之间必须用本国船只来运输货物，这些船必须是美国船厂制造，美国船员驾驶。港口的定义包括在大陆架（OCS）外缘的地区。通常认为琼斯法案限制开发商使用美国船只^[2-4]。琼斯法案由海关和边界保护（CBP）代理、海事管理局（MARAD）强制实施，但是

⊖ 例如，Hornbeck 250 等级的 OSV 是动力定位的，甲板 185 × 45，以 10kn（节）的速度巡航，甲板载重量达 2000t。这些船舶的一般职责是在固定的装备或平台和卸货船旁动力定位。这些要求和对提供给风力机安装船的要求相似。

多个活动通过由 CBP 建立的行政政策而被排除在外,例如见参考文献 [5]。

6.4.1.1 海关和边界保护 (CBP)

CBP 的任务是决定一艘船何时可在沿岸从事运输,并遵守琼斯法案的规定。在过去的几十年里,CBP 已经公布了对“船舶设备”的广义定义,但并不服从于琼斯法案的规定。一般而言,只要一艘船装载这些货物(通常是输油管、工作服、竖板、脐带管),CBP 容许非美国船只从美国的港口沿大陆架运到当地。CBP 也容许非美国船只从美国港口沿大陆架运载和安装设备,包括甲板、发电机、导管架、船只登陆时用的楼梯平台和相关的设备到当地。在这些例子中,CBP 已经规定若运输的材料不是货物而是造船时需要的设备,这就犯了故意罪。

在 2009 年 6 月,CBP 控告了一个关于限制船舶设备定义的决议。根据 CBP,此定义如下:“在航海过程中可携带的物品必须适用于航海,在船上进行相关的操作,和维持船舶的正常运行,从而使船上人员有一个舒适和安全的环境”,这一规定由 1930 年的关税法案做出。此定义中没有指出船舶的任务,诸如管道、吸油管道或平台甲板对航海、操作或维持船舶的正常运行似乎不是必需的,而 CBP 对琼斯法案的描述似乎与此法规的目的相反。结果,CBP 废除了大量关于容许国外管道铺设船只和起吊船在沿岸贸易地段操作运行的条文^[6]。在 2009 年 10 月,CBP 收回它在 6 月关于废除先前制定好的规定的决议,并引用了公众对控告和被告双方的重要回应,表明新的政策将在未来发布^[7]。

CBP 的规定独立于关于对船舶设备的定义,它本身容许不满足琼斯法案的船只可以在大陆架地区内吊运并安装导管架和其他结构物。但有限制条件:外国船舶必须直接到达安装地点,不能向乘客收费,起吊机不是船舶自带的,同时必须移走所有材料。这些规定通常容许外国船舶在海上风电场安装近海测风塔。只要船舶到达目的地后不会固定停留在海床上。CBP 容许不满足琼斯法案的船从美国港口将物资运输给近海船舶(也就是没有提升能力的船)^[8]。

6.4.1.2 海事管理局 (MARAD)

海事管理局独立地管理不受琼斯法案限制的条例。这些条例独立于 CBP 对法令的规定,包含了从事于沿岸运输的相关船只。有两种类型的船可以免除琼斯法案的限制:用于近海石油工业的小型客船和驳船[⊖];已有 3 年以上的航海历史可以载 12 名乘客的小型客船。船舶净重大于 5t (大约 8m 长)必须为美国公民所有,并且不能运输货物。如果没有合适的美国船舶,这个已公布的条例对容许使用外国船舶来运输平台导管架是有效的。这个条例对可以载货、运输以及下水或安装导管架的船都适用。

⊖ 一般而言,在国家防护或紧急的时刻可以免除。

6.4.1.3 关于近海风电

在现存的法律法规中，琼斯法案不适用于风力机或基础安装，风力机及基础安装和起吊船运载相似，安装甲板或近海导管架和电缆类似于管道铺设。这两种操作都是在现有的关于船舶设备描述的指导下，由不满足琼斯法案的船舶完成。在现有的规定下，仅有驳船和拖船符合琼斯法案。然而，CBP 正在重新考虑关于对船舶设备的描述，目的是为了阻止让国外的风力机或电缆安装船运输风电场部件，故很有可能让此定义更严格。然而外国船只可以用来安装基础和风力机，可能会对使用何种船只有限制，这使得使用外国船只没有那么吸引人。

6.4.2 2011 年的美国船舶概述

在表 6.5 和表 6.6 中描述了在美国可以参与海上风电场建设的船舶。我们假设一艘起吊船必须有至少 200t 的吊装能力才能派上用场[⊖]。非起吊船的起吊能力大于 500t 通常用于安装变电站和基础。我们不考虑改装现有的船舶，也不考虑起重机驳船/管道铺设船或半潜式船[⊖]。大多数船只被认为适合服务于墨西哥湾石油和气体工业，但也有一些船用于海上救生或市政建设。美国的起重船有足够的的能力胜任近期开发计划，但是有相当少部分的工程船能够安装风力机而且这些船不是特别适合完成此类任务。大型工程船如 Superior Storm 或 Superior Respect，可以吊运发电机和机舱到 70m 的高度，尤其在浅水区域。然而，它们的甲板只能承受 500 ~ 750t 的重量，而且一次载运 1 个或 2 个 3 ~ 3.6MW 风力机会很困难。因此，要制定出可供选择的风力机运输方案。表格显示的是每一个现场的日工资，不包括扩展船。从合同条款中看出，海上风电场这一部分的持续价格与日价格不同，而且开发商会为了得到船舶的使用权，不得不与石油工业竞争。

表 6.5 在美国活动的/插着美国国旗的应用海上风电场建设的升举型船

名 字	所有者	船种类	吊装能力/t	下潜深度 /m	最大升举高度/m	甲板载重 /t	2009 年日工资 /(1000 美元/天)
Superior Influence	Superior	工程船	200	60	120	750	30
Superior Respect	Superior	工程船	200	60	120	750	30
Superior Storm	Superior	工程船	250	55	100	500	30
Superior Gale	Superior	工程船	250	55	100	500	30
Superior Champion	Superior	工程船	200	55	100	500	30
Jacob	CS Liftboats	工程船	200	60	130	450	38

⊖ 吊装能力在200t 以下的船仅限于载运 3MW 以下的海上风力机。
⊖ 尽管此类型船基于有限的原则已经在欧洲使用,但由于它们的能力和花费超过了风电应用的要求,所以我们不考虑此类型的船。

(续)

名 字	所有者	船种类	吊装能力/t	下潜深度/m	最大升举高度/m	甲板载重/t	2009 年日工资/(1000 美元/天)
Mammoth Elevator	EBI	工程船	400	50	150	300	
Karlissa A	Titan	自升式平台驳船	300	50	180	1000	25
Karlissa B	Titan	自升式平台驳船	300	50	180	1000	25

表 6.6 在美国活动或插美国国旗并进行海上风电场建设的非升举型船

名 字	所有者	船种类	吊装能力/t	最大升举高度/m	2009 年日工资/(1000 美元/天)	位置
Lili Bisso	Bisso Marine	三角腿	600	200		墨西哥海湾
Cappy Bisso	Bisso Marine	三角腿	700	155		墨西哥海湾
Big T	T&T Marine	三角腿	600	150		墨西哥海湾
Mr 2 Hooks	Laredo	三角腿	800	110	50	墨西哥海湾
Illuminator	Laredo	三角腿	513	130	50	墨西哥海湾
IOS 800	International	三角腿	800	175	75 ~ 100	墨西哥海湾
Chesapeake	DonJon	三角腿	1000	230		大西洋
Left Coast Lifter	American Bridge-Flour	三角腿	1700	328	NA ^①	太平洋
Taklift 1	Smit	三角腿	800	260		墨西哥海湾
Titan II	Global Industries	吊装船	880	206		墨西哥海湾
William Kallop	Offshore Specialty	DB ^②	1750	272	150	墨西哥海湾
Superior Performance	Superior	DB	880	170	80	墨西哥海湾
Raeford	Offshore Specialty	DB	700	205		墨西哥海湾
Swing Thompson	Offshore Specialty	DB	1320	206	150	墨西哥海湾
Superior Pride	Superior	DB	880	170	67.5	墨西哥海湾
DB 16	J Ray McDermott	DB	600	231		墨西哥海湾
DB 50	J Ray McDermott	DB	4400	262	350 ~ 500	墨西哥海湾
Atlantic Horizon	Caldive	DB	500	205		墨西哥海湾
Pacific Horizon	Caldive	DB	700	213		墨西哥海湾
DB General	General Const.	DB	700	200	96	太平洋
EP Paup	Manson	DB	1000	210	139	墨西哥海湾
Wotan	Manson	DB	500		115	太平洋
Arapaho	Tetra	DB	800	200	150	墨西哥海湾
DB 1	Tetra	DB	615	200	150	墨西哥海湾

注：源自个人和公司的人事部门交流。

① Left Coast Lifter 的建设花费大约为 5000 万美金，目前还没有在以日工资为基础的合同中使用。

② DB 表示起重机驳船。

6.4.3 新造船和改造船

表 6.7 显示的是为欧洲市场设计的最流行的新造船的规格。目前所有为风电工业新造的船都有工程船。在欧洲新造的船中最常见的有 SEA 2000 和 NG 9000。它们的能力不同并且代表了两种不同的风力机安装方法。SEA 2000 相对较小并且是一种不太昂贵的自升式平台驳船。而 NG 9000 比较大，是一种较贵的自航式安装船。

SEA 2000（见图 6.3）体型为 55.5 × 32.2m，载重量为 1600t。在 2009 年建造一艘新的 SEA 2000 花了大约 6300 万美元。NG 9000 体型为 130.8 × 39m，并且是自航式的，动态定位，可承受 12000t 的重量。它是由 800t 起吊能力的起吊机装备的，载重量为 6500t，建设它需要 16000 万美元。这两种船都能安装风力机和单桩基础，但铺设装备的方式和工作周期不同。

表 6.8 中给出了在美国能建造出自航式风力机安装船和大型风力机安装驳船的几种不同类型的船坞。表 6.8 包括了可以制造出大型 OSV 的船坞。此种船指的是一种大型、吃水深（不包括海军舰艇）的工程船或一种在过去两年里进行远洋航行的驳船^[9]。

可以对现有船舶进行改造。Sea Energy 和 Sea Power 这两种船是在欧洲常用的安装船，是在标准的货物运输船上加了额外的桩腿稳固系统和起吊机改装而来的。通常来讲，动态定位的船舶可以有效地安装单桩基础和运输风力机部件。来自石油和气体工业的大型 OSV 或其他动态定位船舶可以被造成用于基础建设工作的船。

表 6.7 新造船的规格

设 计	水深/m	吊装能力/t	建造数量	有效承重量/t	自推速度/kn
NG 9000	45	800	3	6500	12
SEA 2000	40	1200	4	1600	NA
SEA 2750	45		1	3000	NA
SEA 3250	45		1	3800	NA
NG 7500	40	1000	2	6000	12
NG 2500	52	300	2	1300	8
NG 5300	45	500	1	2600	8
Semco 280	50	400	1	500	—

表 6.8 美国商业化制造风力机安装船船坞^[9]

建 造 者	典 型 船 舶	位 置
Aker Philadelphia	油品船	Philadelphia PA
Atlantic Marine	OSV	AL, FL
Bay Shipbuilding	驳船	Sturgeon Bay WI
Signal (Bender)	钻井船, OSV	MS, TX, AL
Boconco	工程船	Bayou La Batre AL
Bollinger	驳船, OSV	LA
Candies Shipbuilding	OSV	Houma LA
Conrad Industries	工程船	Morgan City LA
Corn Island Shipyard	驳船	Lamar IN
Dakota Creek Industries	OSV	Anacortes WA
Eastern Shipbuilding	OSV, 驳船	Panama City FL
Elevating Boats, Inc.	工程船	Laffite LA
GD NASSCO	油品船	San Diego CA
Gunderson Marine	驳船	Portland OR
Halimar Shipyard	工程船, OSV	Morgan City LA
Keppel AMFELS	钻井船	Brownsville TX
Le Tourneau	钻井船	Vicksburg MS
Leevac Industries	OSV	Jennings LA
North American Sbltrs.	OSV	Larose LA
Quality Shipyard	OSV	Houma LA
Rodriguez Boatbuilders	工程船	Bayou La Batre AL
SENECO	驳船	North Kingstown RI
Thoma-Sea Shipbuilders	OSV	Lockport LA
US Barge	驳船	Portland OR
VT Halter Marine	驳船, OSV	MS
Zidell Marine	驳船	Portland OR
Semco	工程船	Laffite LA

参 考 文 献

1. Fan H, Lin J, Shi Q (2010) Installation vessel and method for offshore wind turbine in ultra-shallow water. ASME 29th Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, 6–11 June Shanghai, China
2. Graham J (2009) U.S. offshore wind project updates. Renewable Energy World. <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2009/12/us-may-see-offshore-wind-project-in-water-by-2012>. 16 Dec 2009
3. Trabish HK (2010) The emerging opportunity in offshore wind vessels. Greentech Media. <http://www.greentechmedia.com/articles/read/the-emerging-opportunity-in-offshore-wind-vessels>. 30 Dec 2010
4. Griffin R (2010) 90 year old law may hinder offshore wind: DOE. Platts Energy Week. <http://www.plattsenergyweektv.com/story.aspx?catid=293&storyid=114211>. Accessed 4 Oct 2010
5. Papavizas CG, Morrissey GA (2010) Does the Jones Act apply to offshore alternative energy projects. Tulane Marit Law J 34:378–441
6. Ressin C (2009) Proposed modification and revocation of ruling letters relating to the Customs position on the application of the Jones Act to the transportation of certain merchandise and equipment between coastwise points. U.S. Customs and Border Protection, Washington, DC. CBP Bulletins and Decisions. 17 July 2009
7. Quillen K (2010) Stakes are high for Louisiana maritime industry in debate over decades-old law. The Times-Picayune. New Orleans, LA, 31 Jan 2010
8. CBP (2010) Customs ruling online search system. <http://rulings.cbp.gov/>. Accessed 29 Oct 2010
9. Colton T (2010) Shipbuilding history. <http://shipbuildinghistory.com/>. Accessed 29 Oct 2010

第7章 海上风力机安装船舶日费率建模

7.1 欧洲市场数据

用欧洲安装船舶的数据信息与美国市场数据的比较，但是必须谨慎使用这些数据，因为它们随时间和地域条件发生改变，不可能直接推断到美国市场。在2009年，Seajacks分别以每天148000美元和176000美元的费用，签署了在英国的Walney和Greater Gabbard风电场安装风力机的合同，这个费用包含了移动费用[⊖]。两个合同的周期都接近15个月，使用完全相同的新造自航式船舶（Kraken和Leviathan）。在2008年末和2009年初，Master Marine签署了新建的Service Jack和Service Jack 2两个合同，Service Jack与ConocoPhillips公司签订了3年期的合同（作为一个生活平台），允许Service Jack 2在英国的Sheringham Shoal进行9个月的风力机安装。有效日费用为330000美元/天和380000美元/天。两个项目的船舶都很大，长为330ft，宽为150ft，能够在300ft的深水域进行作业。起吊安装船的典型日费率变化范围为50000~250000美元/天，具体取决于船舶的容量^[1,2]。

7.2 日费率为新建成本的一部分

日费率能够通过建设的资本成本来估计。没有关于日费率和海上安装船舶资本成本关系的可用数据，然而通过计算可以为钻井船、起吊船和海上供给船计算得出这一信息，从而为海上风电提供一个类比。

我们从RigLogix^[4]获取从2000~2010年之间的日费率数据和钻井船建设成本。这里包含了所有可用数据的钻井船，样品总共由102艘组成。我们为每艘钻井船的10年期内的日费率进行了平均，除以钻井船的资本成本。没有进行通货膨胀校正，得出这一周期内的平均日费率变化范围为，资本成本的0.05%~0.19%[⊖]，这看起

⊖ 有效日费率 = 合同价值/操作天数。

⊖ 例如，Superior能源服务公司发布大型起吊船新建和日费成本的（265类）信息。Superior于2009年建造的两艘船只的成本约为2500万美元，租用这些船只约37500美元/天。这大约是新建日费成本的0.15%^[5]。在其2009年提供的财务报表中，Tidewater提供了国内外深水平台供应船舶新建成本。对于国内船舶，日费成本占新建成本的0.075%，而国外船舶则占到新建成本的0.1%^[6]。

来是合理的市场数据界限。平均而言，日费率构成了钻井船资本成本的 0.11%。

表 7.1 给出了新造风力机安装船的成本，一段时间内成本随钢的价格、造船厂竞争和船舶规范发生变化，对于自航式安装船（SPIV）成本变化范围为 15000 万~25000 万美元。一艘成本是 5000 万美元的起吊船和 2 艘成本为 6500 万美元的自升式驳船已经在风力机安装市场进行制造。现在的趋势是制造 SPIV，有几艘 SPIV 制造成本接近或者超过 30000 万美元。

表 7.1 选择新建风力机安装船的投资费用

船 名	类 型	交付 年份	船 厂	买 家	船成本/ 百万美元	来 源
Titan II	起吊船	2009	Semco	KS Energy	50	[25]
NA	SPIV	2012	Aker (PA)	Bluewater	150	[12]
NA	SPIV	2012	Lamprell	Fred Olsen	160	[26]
MPI Discovery	SPIV	2011	Cosco	MPI	275	[27]
MPI Reolution	SPIV	2004	Shanaiguan	MPI	100	[28]
NA	SPIV	2011	Daewoo	RWE	140	[29]
Kraken and Leviathan	SPIV	2009	Lamprell	Sea Jacks	135	[30]
JB 114 and 115	自升式驳船	2009	Drydocks World		65	
Wind Lift 1	SPIV	2010	Western Shipyard	BARD	75	[31]
Sea Worker	自升式驳船	2008	Drydocks World	A2Sea	65	
Sea Installer	SPIV	2012	Cosco	A2Sea	140	[27]
Service Jack 1	SPIV	2010	Drydocks World	Master Marine	371	[32]
Seafox 5	SPIV	2012	Keppel FELS	Workfox	220	[27]

注：NA 为不可用。

表 7.2 给出了占资本花费一定百分比的日费率，所涉及的船舶的资本成本变化范围为 3000 万~30000 万美元。这些成本数据是否是真实成本的反应，取决于相对市场条件、运行成本、回馈率、财政条件以及其他因素，海上风电市场和钻进船、起吊船、OSV 市场的相似性。

表 7.2 以风力机安装船日利率作为投资费用的百分比

投资费用/百万美元	0.05%	0.10%	0.15%
30	15000	30000	45000
50	25000	50000	75000
100	50000	100000	150000
150	75000	150000	225000
200	100000	200000	300000
300	150000	300000	450000

7.3 船舶租赁

在大部分的海上服务市场中，第三方建造、拥有和操作船舶，然后以一定的日费率租给相关开发商。我们采用两种方法来分析这一策略的保本成本。首先，我们把船舶成本分解成财务成本、运行花销和投资回报，所有这些成分加起来构成了估计成本。我们也建立了一个船舶投资决定模型的净当前值。

7.3.1 组件方法

日费率由船舶服务的供和求来决定，理论上应该反映船舶运营的成本。成本以三方面进行描述：财务和资本成本、运营费用和投资回报（ROI）。市场条件和竞争水平是与具体时间和地点有关，尽管它们的影响较大，但是不能平均对待。船的折旧费用远远超过了捐税，因此捐税被忽略。为潜在美国海上风电安装船舶进行的财务成本、运营成本和投资回报评估是基于相似的航海船舶，所有部分的成本总和就可以得出预计的日费率^[7]。在本章附录 A 中给出了这个项目的定量模型。

7.3.1.1 财务成本

在美国造船厂生产的船舶可能通过私人贷款来获得资金，这种私人贷款由美国海事厅^[8]来担保。这些贷款已经以一个高于同期国债 80 ~ 120 基本点的固定利率持续了 25 年^{⊖[9]}。基本点的选择决定于赞助商所要求的回报率。船舶建造往往需要占到船舶成本的 20%，以现金或股票形式。在整个贷款期间，船舶制造贷款需要一个固定本金还款和逐渐减少的利率还款^[8]。

假设一个 15000 万美元的船舶，80% 通过向 MARAD 以 5.5% 的利率贷款 20 年，将要以平均每个月 776145 美元（25871 美元/天）分期付款。每天接近 4100 美元的附加成本被加入 20% 非贷款 20 年期的资金收回。考虑到这些假设，与回收资本花费相关的总日费率接近 30000 美元。这个成本然后通过除以预计利用率[⊙]来进行校正，以决定预计日费率。

7.3.1.2 运营成本

运营成本指所有由船舶运营商产生的超过资本成本的费用。运营成本的最大组成部分为劳动、维修、燃料、保险和管理费用。在日费用合同中的运营费用或许被船舶拥有者和代理商分别承担。例如，船舶所有人可能会支付船员费用和维护费用，而代理商支付燃料费用。

⊖ 例如，船贷款时间为 20 年，20 年安全收益率为 4.5%，如果高于同期国债 80 个基本点则利率为 5.3%，如果为 120 个基本点则利率为 5.7%。

⊙ 利用率是合同船所占的时间比例。对未来美国海上风电产业来说，利用率是未知的。

表 7.3 给出了 2009 ~ 2010 年期间，GOM 典型的起吊船、自升式驳船和海上供给船（OSV）的运营成本。每年的运营费用除以运行天数，就得到了运营成本。通常，运营费用是日费率的 40% ~ 65%，从小型起吊船的 5000 美元/天到大型钻井船的 40000 美元/天变化。对于风力机安装船，运行费用似乎处于这个范围之内。可能低于起吊船的运营费用，因为绝大多数 TIV 是比起吊船要大，而且需要更多维护和较多船员。运营费用也不可能超过钻井船的运营费用，因为钻井是海上工业中一项最复杂的、劳动最密集的活动。安装船的尺寸和复杂度将决定其具体值。

表 7.3 墨西哥湾商业船只的运行费用（2009 ~ 2010）

船 只 类 型	运行费用/(1000 美元/天)	运行费用/日利率百分比	来 源
自升式驳船	32 ~ 40	42 ~ 58	[10]
起吊船	5 ~ 13	62 ~ 64	[5, 33]
海洋工程船	6 ~ 10	45 ~ 48	[6, 34]

7.3.1.3 投资回报（ROI）

Jayaram 和 Royes^[10] 分析了大型国际钻井船运营商从 1996 ~ 2008 年财务数据。他们采用了 EBITDA[⊖] 未计利息、税项、折旧及摊销前的利润与重置成本的比值来得到一个年平均 ROI 估计值。在整个调研阶段，ROI 从接近 4% ~ 14% 的范围变化，平均值为 8.5%。采用两个大型、公开交易的 OSV 运营商的年财务数据，我们对 GOM OSV 市场 2005 ~ 2009 年的回报进行评估。采用净收入比全部资产来评估投资回报。两个公司平均的 ROI 为 8.3%。

7.3.1.4 日费率评估

整体的日费率是财务资本、运营成本和 ROI 的总和。表 7.4 给出了在不同假设下的日费率。在所有的情况下，船舶是通过固定的本金偿还贷款。这种贷款覆盖了 80% 的船舶成本，利率为 5.5%。然而，随船舶资本成本变化，全部の日费率都较大幅度地变化，日费率与预期值很好匹配。众所周知，大型起吊船，例如需要花费 3000 万美元的经费去制造，其日费率已经大约为 35000 美元/天，大致与具有相似资本成本的情景里估计的日费率相似。而且，资本成本为 15000 ~ 20000 美元的船舶预计其日费率为 115000 ~ 150000 美元，与最近自升式钻井船の日费率大致相同，其几乎具有相似的资本成本和日费率^[11]。日费率评估值在资本成本的 0.06% ~ 0.11% 内变化，这个与已知的比率大致相等。

⊖ 税息折旧及摊销前利润,简称 EBITDA，即未计利息、税项、折旧及摊销前的利润，是一种常用的利润衡量指标，特别是对于较长时间对前期投入进行摊销的行业，如船舶业。

通过改变输入参数和相应的输出，建立输入-输出数据的回归模型。输出是 DAYRATE = DR（美元/天），输入变量包括 CAPEX（上百万元的资本成本）、OPEX（每天的运营成本）、TERM（每年的租金）、UTILIZATION = U（利用率百分比）。最后的模型形式为

DR = 131253 + 763 * CAPEX + OPEX - 2125 * TERM - 1333 * U (7.1)

回归是非常重要的， $R^2 = 0.90$ ，所有的参数有预期的符号，在统计上十分重要。随着 CAPEX 和 OPEX 增加，DAYRATE 增加；随着 TEAM 和 UTILIZATION 增加，DAYRATE 增加。模型的固定成本部分是正值。我们可能希望这部分等于零或者接近零，这表明当所有的参数设为零时，日费率为零。然而，注意当 UTILIZATION 等于 100% 时，它就近似等于固定部分，有效地被消除。因此，截距可以被理解为当利用率减少，固定成本接近于零。

回归系数对于日费率对参数变化的敏感性评估，以及为模型范围内任何组合的输入指明日费率都是有用的。日费率对利用率和贷款周期非常敏感，例如：利用率增加 1%，减少日费率 1333 美元；增加 1 年的贷款期，减小日费率 2125 美元；资本成本增加 100 万美元，减小日费率 763 美元。

7.3.2 净现值（NPV）方法

净现值模型被建立起来，其假设与在日费率成分评估用到的前提假设相似。船舶运营商购买了船舶，然后以一定的日费率进行出租。船舶通过 20 年贷款期的利率逐渐减小的方式获得资金，船舶在 20 年期内以一定的恒定值进行贬值。税收预计是 25% 现金净流量减去贬值。折旧率是 8%，运营成本、资本成本和利用率与前面用到的一样。

净现值方法与组分法成本相似，但是成本更低，如表 7.4 所示。两个方法的最大区别是：组分法要求每年的投资回报，然而净现值是对将来现金流的折旧。净现值模型包括税收，无论如何税收是不相关的，因为在保本的日费率下，税款没有超过资产的贬值费用。

表 7.4 租用船只的收支平衡率

投资费用/ 百万美元	运行费 用/美元	利用率 (%)	日利率/(美元/天)		日利率/支出百分比	
			净现值法	组件法	净现值法	组件法
30	15000	90	26481	30118	0.09	0.10
50	15000	90	31893	40197	0.06	0.08
100	30000	90	63787	80394	0.06	0.08
150	40000	90	89559	115591	0.06	0.08
200	40000	90	103089	140788	0.05	0.07
300	40000	90	130148	191183	0.04	0.06

(续)

投资费用/ 百万美元	运行费 用/美元	利用率 (%)	日利率/(美元/天)		日利率/支出百分比	
			净现值法	组件法	净现值法	组件法
30	15000	75	31778	31762	0.11	0.11
50	15000	75	38272	42937	0.08	0.09
100	30000	75	76545	85874	0.08	0.09
150	40000	75	107471	123810	0.07	0.08
200	40000	75	123707	151747	0.06	0.08
300	40000	75	156178	207621	0.05	0.07

7.3.3 限制

这些方法假设日费率通过船舶的运营和拥有成本来设置。实际上，成本设置由供、求、定价权和其他因素来决定。在这种情况下，日费率的下限由堆积的船舶的成本和利益决定，然而堆积是一个复杂的决定，当日费率低于它的运营成本时船舶运营商不可能去运营一艘船。因此为日费率的下限设置一个较低的值。

在需求量高的周期里，日费率被开发商的支付力所限制。当供不应求时，新的船舶被采用来满足市场需求，但在预定和运输一个船舶期间有延迟，在这段时间内日费率继续在增长。通过它们自己，船舶日费率的增加可能对需求有一个影响，但是船舶日费率的增加又和部件成本的增加是联动的，因为这些成本的增加，投资变成了无利可图的边界项目。当是边界项目时，项目被取消或延误，需求也会下降。

7.4 新建项目

除了租船，开发商可以选择去新造或者运营他们自己的船舶。两个最先进的美国开发商（Bluewater 和 Deepwater）就是沿着这条路^[12]走的，尽管这种方法在过去的欧洲市场内并不普遍，但是在最近变得越来越流行[⊖]。这种方法具有减少交易费用的好处^[13]，但是绝大多数开发商不可能在整个周期内都用到船舶。因此，开发商建造自己的船舶，然后在他们的项目结束后，或者销售或租给其他开发商。本章附录 B 中给出了其中备选方案的模型，我们假设开发商以贬值后的价格出售船舶。

开发商采用他们自己新造船舶来安装风电场的总成本是：船舶、总成本、支付不同时间买和卖的财务资本、总的运营成本，然后减去贬值的销售价格。假设每年以 5% 的速率进行贬值，但是实际销售价格由市场条件决定^[14]。船舶的日费用由

⊖ 公用事业公司 DONG 于 2009 年接受了风力机安装公司 A2SEA，BARD 使用自己的船建造了 BARD1 海上风电场，RWE 最近收购了两艘新船。

总成本除以活动周期的值来决定。

表 7.5 给出了预估的日费率。在每种情况下，假设利息率是被资助的 80% 总资本的 5.5%。日费率很大程度上包含有运营成本，是总成本的 36% ~ 69%。日费率低于租赁的日费率，变化范围为资本成本的 0.04% ~ 0.07%。

表 7.5 开发商使用自己新建的在工程结束时出售的船只的估计日利率

资本支出/百万美元	运行费用/(美元/天)	工程工期/年	日利率/(美元/天)	日利率/支出百分比
30	15000	3	22455	0.07
50	15000	3	27425	0.05
100	30000	3	54849	0.05
150	40000	3	77274	0.05
200	40000	3	89699	0.04
300	40000	3	114548	0.04
30	15000	6	22184	0.07
50	15000	6	26973	0.05
100	30000	6	53945	0.05
150	40000	6	75918	0.05
200	40000	6	87890	0.04
300	40000	6	111836	0.04

为 DAYRATE 建立的广义的回归模型，以美元/天为单位的输入变量 CAPEX（上百万的资本成本）、OPEX（每天的运营成本）、TEAM（贷款年限）以及 $DURATION = DUR$ （项目年限）来表示。

$$DR = -1016 + 242 * CAPEX + OPEX + 159 * TERM - 416 * DUR \quad (7.2)$$

模型描述了高度关联性的数据，所有的系数都有预计的符号，而且在统计学上非常重要。DAYRATE 对运营成本和其他大部分参数都很敏感。例如，运营成本每增加 1 美元，日费率增加 1 美元；资本成本每增加 100 万美元，日费率仅增加 242 美元。贷款周期加长，日费率也在增加。这是因为随着贷款周期减小，每个月偿还的金额在增加，这个增加了每个月偿还的利息。因此，整个支付的利息在减小，日费率也相应减小。

7.5 美国日费率评估

7.5.1 假设

有三种方法来评估日费率；作为资本成本的一部分；从租赁模型中推导；开发商自己的船舶。这三种方法分别简化为“组分、租赁和自建”。我们认为起吊船、

自升式驳船和 SPIV 都是作为美国安装船舶的候选。

我们假设起吊船的资本成本接近 2500 万 ~ 5000 万美元，每天的运营成本为 10000 ~ 20000 美元/天；自升式驳船的资本成本为 5000 万 ~ 10000 万美元，运营成本为 15000 ~ 25000 美元/天；SPIV 的资本成本为 15000 万 ~ 20000 万美元，运营成本为 30000 ~ 40000 美元/天。

我们也假设所有的贷款额为船舶资本的 80%，在 10 ~ 20 年的周期内的利息是 4.5% ~ 6%。对于租赁方法，投资的预期回报假设是 7% ~ 9%，预期的利用率范围为 75% ~ 100%。对于组分方法，船舶的日费率假设为资本成本的 0.05% ~ 0.15%；对于自建方法，我们假设船舶的寿命为 20 年，项目周期为 2 ~ 5 年。在我们的参数化中我们是保守的，这增加了我们评估中的未知数，但是也导致船舶日费率在设定的范围内下降的可能性在增大。

7.5.2 结果

表 7.6 给出了结果。组分方法给出了值的最大范围，然而自建方法给出了最小的变量结果。整个日费率的预计范围在绝大多数情况下，是按照组分方法设置的（比如，从组分方法中获得的最大值和最小值）。这暗示如果我们把日费率作为资本成本的一部分进行保守地解释，那么范围急剧下降。起吊船、自升式驳船和 SPIV 的预期值分别接近 35000 美元、64000 美元和 134000 美元。

自建方法通常给出最小的日费率，这或许指出了自建方法是最便宜的，然而自建方法依赖船舶的第二市场；如果所有开发商都采用自建方法，那么就不存在第二市场，自建方法就显得更加昂贵。

表 7.6 给出了基于参数化的最小和最大值的平均值，不能采用与其中某一参数相接近的方法来选择设备参数。然而，考虑到船舶日费率已知，平均值或许与实际日费率相对接近一些。

表 7.6 三种选择模式下船只日利率的范围（美元/天）

船 只	出 租		均 衡		开 发		预期值	范 围
	最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值		
起吊船	19459	57307	12500	75000	15582	32767	35436	12500 ~ 75000
驳船	33919	99614	25000	150000	26164	50534	64205	25000 ~ 150000
SPIV	86756	189229	75000	300000	63493	91068	134258	60000 ~ 300000

7.5.3 限制

新建法比租赁法的成本更低，但是需要开发商承担其核心业务之外的一些其他活动并且也面临新的风险。如果两种方法中的一种成为了采购船只的主要方式，使用另一种方法就没有必要的，否则将偏离分析。因为我们不知道哪种方法会合适，所以都要考虑。

组分法给出了最大范围的值,使它可能没有自建法和租赁法那么有效。但是,它是唯一以经验为主得出估算成本并且要求较少的假设方法。相比之下,租赁法和自建方法依赖于大量的假设。在许多情况下,这些假设对成本的影响都会通过参数检验,但是这两个模型产生了用于船舶所有者来确定日费率方法的隐形假设,这些假设的正确性和影响是未知的。

在所有的三个方法,用来自一个市场(例如 GOM 工作船或自升式平台市场)的日费率或运营费来估计另一个市场(美国海外风电市场)的成本。从问题的属性而言,这是必要的,但是会产生误差。最值得注意的是,合同结构的不同会导致产生误差。近海的合同可能基于总承包或计日制的基础。在一个总承包合同中,船舶经营者承担工程成本,这样风险和日费率是更高的。在计日制合同,所有的物流和工程风险由项目开发商承担^[15]。未来的美国风能合同结构尚未设立,但从开发商到船运营商的风险转移将增加相关成本。

在此分析的日费率估计可能低于当前欧洲日费率。英国皇家财产局^[2]估计用于安装基础和风力机的船舶的日费率,对于资本成本为 13000 万~15000 万英镑的 SPIV (0.01% 资本成本),为 130000~150000 英镑 (210000~250000 美元/天)。这些成本在我们估计范围内,但超过平均成本。这可能反映了在欧洲市场对船舶的高需求。美国市场可能会经历类似的需求,或者供应不足可能会增加美国市场的价格,但由于较低的支付意愿和适度增加的需求,在短期内我们预计美国市场经历比欧洲市场更低的价格。

7.6 移动成本

如果安装船舶在操作区域移动,移动成本必须被考虑。有一个假设,对于海上风能移动成本是“高”的^[1,16-19],然而,几乎还没有量化这些成本。如果承包商把它们视为新市场的资产重新分配,运输成本可以忽略。在钻机市场,对于单个工程,长途移动通常被认为是投资决策,由钻井承包商、运营商或者两者共同支付费用。移动成本是一个关于距离、船舶日费率、船舶大小和运输方法的函数。这里我们推导移动成本的计算公式。

7.6.1 拖船运输

拖船运输可能是用于起重机驳船、重型起吊船和自升式驳船。在给定的时间内,使用拖船拖动安装船的成本是给定的时间(天)乘以每天成本,外加保险成本。每天花费包括拖船日费率、每日消耗燃料和运输安装船日费率。形式上

$$\left[\left(\frac{X}{24V_t} \right) * ((0.011DV_t^2 * T) + (0.011DV_t^2 * G) + I) \right] + R_t \quad (7.3)$$

式中, X 是牵引距离 (n mile); V_t 是拖船速度 (kn); D 是安装船排水量 (t); T

是每马力拖轮日费率（美元/ hp · 天）； G 是每加仑燃料的成本（美元/gal）； I 是安装船日费率（美元/天）； R 是安装船的置换成本（美元）； N_i 是保险费（重置成本的百分比）与湿拖相关联。拖轮日费率和燃料费用都是拖轮马力（ $0.011 DV_i^2$ ；见参考文献 [20]）的函数，拖船日费率是假定使用 1gal 燃料每马力每天的费用^①。

根据船舶说明，排水量通常范围为 4000 ~ 20000t。每马力拖轮日费率变化在 1.35 ~ 2 之间。如果提供一个更低的运输日费率，船舶日费率也取决于船舶规格。湿拖的保险费通常为置换成本的 0.15% ~ 7.5%^[21]。

7.6.2 自航式运输

许多风力机安装船舶是自航式和不需要船的支持就可以移动。在这种情况下，成本为行驶时间乘以日费率，加上成本费用。或者

$$\left(\frac{X}{24V_i}\right)(I + (1.2 * P_i)G) \quad (7.4)$$

式中， V_i 是安装船舶的速度（kn）； P_i 是安装功率（hp，1hp = 745.7W）。变量 X 、 I 和 G 的定义与式（7.3）中的一样。我们假设在巡航速度下利用了 80% 的安装功率^[22]。安装功率的典型变化范围为 4000 ~ 14000hp，速度范围为 4 ~ 12kn。

7.6.3 重型起吊船运输

重型起吊船运输的成本是一个关于起吊船和安装船日费率、距离、消耗燃料以及保险费用的函数。总成本是所需的运输天数乘以日成本，加上在装货和卸货期间的日费率，再加上保险费用。

$$\left[\left(\frac{X}{24V_s}\right) * [S + I(1.2 * P_s)G]\right] + R * N_s + 2(S + I) \quad (7.5)$$

式中， V_s 是半潜式速度（kn）； S 是半潜式日费率（美元/天）； P_s 是在半潜式重型起吊船的安装功率（hp）； N_s 保险费（%）。 X 、 I 、 G 和 R 定义与式（7.3）中的相同。方程中的最后一项 $2(S + I)$ 代表了在一个半潜船上装载和卸载一个船舶所需的额外费用，而且假设置载和卸载需要一天的时间。

采用半潜船来运输重型起吊船需要比湿拖更低的保险费用。重型起吊船也能运输更大风力机安装船和钻井驳船。当重型起吊船运输距离超过 1000 ~ 2000mile 时，可能开始更加倾向于湿拖的方式。

半潜重型起吊船的日费率接近 50000 ~ 100000 美元/天。半潜起吊船的安装功率 P_s 的变化范围为 16000 ~ 27000hp，半潜输送的保险费用接近 0.2%^[21]。

① 由量纲分析知，设 $0.01DV_i^2$ 相当于燃料使用 1gal/(hp · 天) 的马力拖船， G 可以视为美元/(hp · 天)。

7.6.4 案例

图 7.1 给出了沿着美国墨西哥湾和大西洋海岸的不同位置之间的近似移动距离。每个位置都是紧邻着对近海风电非常重要的区域。基于这些距离，我们对 5 个距离 250n mile、500n mile、1000n mile、1500n mile 和 2000n mile 的模型进行参数化。

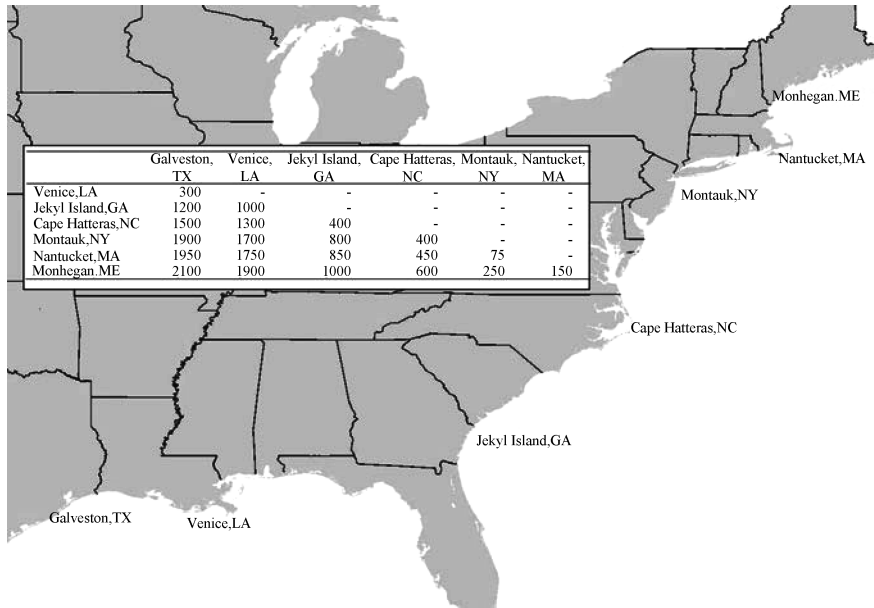


图 7.1 假设的活动位置和距离 (n mile)

我们允许起吊船和大型风力机安装船是自航的，但不允许自升式平台驳船是自航的。我们假设所有的燃料成本为 3 美元/gal；起吊船和自航式船舶分别行驶 4kn 和 10kn；船舶在牵引的条件下行驶 7kn；起吊船的排水量为 4000 ~ 10000t；驳船的排水量为 10000 ~ 15000t；自航式安装船的排水量为 15000 ~ 20000t。对于湿拖保险费用的范围是 0.15% ~ 3%，对于干式运输来说是 2%；安装船舶的日费率等于表 7.6 给出的平均值。船舶的重置费用等于新建成本。在一种移动方法的最小成本已经超过另外一种方法的最高成本的情况下，我们认为价格较高的方法不会被采用，它将被从表中移除。结果，我们没有考虑起吊船被重型起吊船运输 250n mile、500n mile、1000n mile 或 1500n mile 的距离，我们没有考虑 SPIV 被湿拖或重型起吊船的运输方式。表 7.7 给出了结果。

表 7.7 给出的范围由价格最低方法的最小成本，到下一个最佳方法的最大成本决定。预期值是所有包含在范围内所有值的平均值。例如，在表 7.7 的第一行，范围是 104000 ~ 177000 美元，但是不包括 1593000 美元，因为我们认定如果这一成

本是精确的，那么它不会被选择，因为有更加便宜的方法。在这种情况下，在这个范围内包含了三个值（104000 美元、106000 美元和 177000 美元），预计值是这三个值的平均值。自升式驳船和起吊船有多重移动的选择方式，然而 SPIV 只有一种选择。这导致自升式驳船和起吊船的移动成本范围比 SPIV 的要大。在实际中，多重移动选择存在，使得自升式驳船和起吊船更加低价和有竞争性。

表 7.7 通过移动成本法确定的移动成本范围（1000 美元）

船只类型	距离 /nm	牵 引		自推进		重 型		范 围	期望值
		最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值		
起吊船	250	104	1593	106	177	—	—	104 ~ 177	129
	500	171	1686	213	353	—	—	171 ~ 353	246
	1000	304	1871	425	707	—	—	304 ~ 707	479
	1500	437	2057	638	1060	—	—	437 ~ 1060	712
	2000	570	2243	851	1413	1413	2310	570 ~ 1413	1061
自升式驳船	250	205	3156	—	—	507	801	205 ~ 801	504
	500	335	3311	—	—	686	1073	335 ~ 1073	698
	1000	595	3623	—	—	1044	1618	595 ~ 1618	1086
	1500	855	3934	—	—	1402	2162	855 ~ 2162	1473
	2000	1115	4246	—	—	1760	2707	1115 ~ 2707	1861
SPIV	250	—	—	151	234	—	—	151 ~ 234	192
	500	—	—	302	467	—	—	302 ~ 467	385
	1000	—	—	604	934	—	—	604 ~ 934	769
	1500	—	—	907	1402	—	—	907 ~ 1402	1154
	2000	—	—	1209	1869	—	—	1209 ~ 1869	1539

湿拖的成本与不可预估的保险费有很大的关系^[24]。保险费率是具体情况具体分析，决定于大量的绝大多数可不预测的参数。如果保险成本是低价的，那么湿拖通常是工程船和自升式驳船最经济的选项。然而，当保险费较高时，湿拖从来不是最经济的方法。总体而言，移动成本从 100000 ~ 3000000 美元变化，决定于运输类型、距离和船舶类型。相对于项目的整个安装成本，移动成本在绝大多数情况下是一个小的部分。

7.7 总船成本

对于一个给定的项目，船舶的总成本是日费率乘以预计项目周期，加上移动成本。为了描述清楚，假定起吊船是在威尼斯和路易斯安那州制造的，那么需要移动到特拉华州为了一个一年期的项目。

从表 7.6 可看出, 日费率的变化范围为 12500 ~ 75000 美元/天, 预计值为 35436 美元/天。从图 7.1 可以看出, 移动距离是非常接近了, 起始点位于洛杉矶威尼斯, 终点位于北卡罗来纳州海特瑞斯角和纽约州蒙托克之间, 大约 1500n mile。从表 7.7 可以看出, 起吊船移动 1500n mile 的移动成本是 437000 ~ 1060000 美元, 平均值为 712000 美元。为了获得项目的总成本, 我们把日费率和活动周期相乘, 然后加上移动成本。在这种情况下, 整个船舶成本为 500 万 ~ 2800 万美元, 预计值为 1300 万美元。

表 7.8 概括总结了所有类型船舶的总成本和移动距离。为了应用此表, 选择了一种感兴趣的船和移动距离。表 7.8 提供了一年期活动的成本, 包括和不包括移动成本。在这里不包括复员成本。一个一年期项目的移动成本典型的为总费用的 2% ~ 5%。然而, 移动成本不能被忽略, 在大多数情况下, 相比船舶总费用而言移动成本较小, 相对于大项目的整体成本而言接近于被忽略。

成本随船舶尺寸的增加而增加, 但是这些评估不包括扩展船。不同的船舶类型将需要不同的支撑保障, 大型船舶比如 SPIV 需要少量的扩展船, 因而补偿了它们更高的成本。此外, 大型船舶比小型船舶花费更短的时间来完成项目。最有效船舶选择决定于船舶成本、扩展船成本和尺寸以及安装速度的相互作用。

表 7.8 一年的总船安装工程成本 (1000 美元)

船只类型	动员距离/nm	有动力			无动力		
		平均值	最小值	最大值	平均值	最小值	最大值
起吊船	250	13063	4667	27552	12934	4563	27375
	500	13180	4734	27728	12934	4563	27375
	1000	13413	4867	28082	12934	4563	27375
	1500	13646	5000	28435	12934	4563	27375
	200	14245	5133	27788	12934	4563	27375
自升式驳船	250	23939	9330	55551	23435	9125	54750
	500	24133	9460	55823	23435	9125	54750
	1000	24521	9720	56368	23435	9125	54750
	1500	24908	9980	56912	23435	9125	54750
	2000	25296	10240	57457	23435	9125	54750
SPIV	250	49197	22051	109734	49004	21900	109500
	500	49389	22202	109967	49004	21900	109500
	1000	49774	22504	110434	49004	21900	109500
	1500	50158	22807	110902	49004	21900	109500
	2000	50543	23109	111369	49004	21900	109500

附录 A 租赁日费率

船舶租赁日费率 (D_L) 由三部分因素组成：日常财务费用 (F_d)，日常运营成本 (O) 和每日 ROI (R_d)。

$$D_L = F_d + O + R_d \quad (7.6)$$

日常财务费用是由每日支付给贷款人本金和利息，加上每日一定比例的定金构成。在过去贷款期限内，随每月偿还本金的减少，支付的利息也在下降，因此，财务费用可以由平均支付利息或特定支付利息决定。我们的目的是，平均利息支付是足够的，也简化了方程。在这种情况下，平均每月支付的本金和利息 (A) 是第一次付款加上最后的付款然后除以 2，即

$$A = \frac{\left[\frac{SP}{12T} + \frac{I}{12} SP \right] + \left[\frac{SP}{12T} + \frac{I}{12} \left(\frac{SP}{12T} \right) \right]}{2} \quad (7.7)$$

式中， S 是总船成本； P 是出资比例； T 是贷款期限； I 是利率。在式 (7.7) 中，分子中括号内的两项分别为第一次和最后一次付款；在每个中括号内，第一项 ($SP/12T$) 是每月支付的本金；第二项是每月支付的利息。资本成本的非融资部分为

$$N = S - SP \quad (7.8)$$

然后，每天的资本成本 (F_d)

$$F_d = \frac{A}{30.4} + \frac{N}{Y365} \quad (7.9)$$

式中， Y 等于船的寿命 (年) (或者，也可以用 T 来代替 Y)。为了说明非运营天数，每天融资成本除以预期运营率 U_e 。

运营成本 O ，从每年运营成本除以运营天数推导出来，因此已经考虑了非运营周期。

每天 ROI (R_d) 是总投资成本 (S) 乘以每年 ROI (R_A) 除以 365：

$$R_d = \frac{SR_A}{365} \quad (7.10)$$

R_d 也可以除以预计运营利用率 U_e 。

因此总的日费率为

$$D_L = \frac{\left[\frac{SP}{12T} + \frac{I}{12} SP \right] + \left[\frac{SP}{12T} + \frac{I}{12} \left(\frac{SP}{12T} \right) \right]}{60.8 * U_e} + \frac{N}{Y365 U_e} + O + \frac{SR_A}{365 U_e} \quad (7.11)$$

附录 B 造船计日制

造船的日费率从不同的租赁日费率推导出来。对于新造船舶,开发商的日费率 (D_N) 是总融资成本 (F_T) 除以项目周期 (L), 加上运营成本。

$$D_N = \frac{F_T}{L365} + O \quad (7.12)$$

这给出了在项目完成后没有给出的船舶值; 为了给出值, 我们用项目的总成本减去项目完成后的总的净收入 (G), 除以项目周期:

$$D_N = \frac{F_T + O365L - G}{L365} \quad (7.13)$$

在这种情况下, G 或者是来自销售船的总金额 (G_s), 或者可能是来自未来租赁船舶的收入 (G_L)。

F_T 给出了总船成本, 加上支付的利息, 这里的总利息计算是第一次支付利息和最后一次支付利息的平均值, 乘以总的支付次数:

$$F_T = S + T12 * \left[\frac{\left(\frac{SPI}{12} + \left(\frac{SP}{T12} \right) \frac{I}{12} \right)}{2} \right] \quad (7.14)$$

这可以简化为

$$F_T = S + \frac{SPI}{2} \left(T + \frac{1}{12} \right) \quad (7.15)$$

假设船舶是租赁的, 在最初的风电场的船舶运营总净收入 (G_L) 是日费率 (不包括运营成本) 和船的剩余寿命的函数:

$$G_L = 365(Y - L) U_e (D_L - O) \quad (7.16)$$

式中, Y 是船的总预期寿命 (年)。日费率 D_L 在式 (7.11) 中给出, 代表类似船舶的净收入。联立方程和简化方程, 给出了新建船舶在首次运营 (D_{NL}) 后出租的总的日费率。这里 D_{NL} 为

$$D_{NL} = \frac{1}{L365} \left[\left(S + \frac{SPI}{2} \left(T + \frac{1}{12} \right) + O365L - \right. \right. \\ \left. \left. \frac{365(Y - L) * \left(\left(\frac{SP}{12T} + \frac{I}{12} SP \right) + \left(\frac{SP}{12T} + \frac{I}{12} \left(\frac{SP}{12T} \right) \right) \right)}{60.8} + \frac{N}{Y365} + \frac{SR_A}{365} \right) \right] \quad (7.17)$$

在式 (7.17) 中, D_{NL} 对于许多合理的参数组合是负值, 这暗示将来盈利抵消了安装成本。然而, 对于成本评估的目的而言, 负日费率是不提供详细信息的。而且, 式 (7.17) 假定预计利用率等于实际利用率, 在整个船舶寿命期间船舶供和需是平衡的, 以至于日费率被 D_L 很好地进行了模拟。如果供和需不平衡, D_L 就

不能很好地对实际日费率进行评估。

该船可能在项目结束时出售，以降低开发商未来的风险。销售收入总额（ G_s ）是折旧率和项目周期的函数。假设该船在船舶周期（ Y ）内以恒定速度贬值：

$$G_s = S * \left(\frac{Y-L}{Y} \right) \quad (7.18)$$

这给出了项目结束后进行销售的船舶日费率：

$$D_{NS} = \frac{S + \frac{SPI}{2} \left(T + \frac{1}{12} \right) + 0356L - S \left(\frac{Y-L}{Y} \right)}{365L} \quad (7.19)$$

然而，当船舶销售后，贷款将被还清，且没有额外的利率产生，这样的假定更加合理。在这种情况下， F_T 不是在贷款期间总支付利息的函数，而是直到 L 年之前的支付利息的函数。在这种情况下，我们能够决定平均支付利息为，第一次支付利息加上 L 年的支付利息，然后除以 2。我们把平均支付利息与利息支付次数进行相乘。

$$F_T = S + L \cdot 12 \left(\frac{\frac{SPI}{12} + \left[SP - L12 \left(\frac{SP}{12T} \right) \right] \cdot \frac{I}{12}}{2} \right) \quad (7.20)$$

这给出了一个总 D_{NS} ：

$$D_{NS} = \frac{S + L \cdot 12 \left(\frac{\frac{SPI}{12} + \left[SP - L12 \left(\frac{SP}{12T} \right) \right] \cdot \frac{I}{12}}{2} \right) + 0356L - S \left(\frac{Y-L}{Y} \right)}{365L} \quad (7.21)$$

我们认为这是新造船舶最有用的成本计算方程。

参考文献

1. Morgan CA, Snodin HM, Scott NC (2003) Offshore wind: economics of scale, engineering resource and load factors. Department of Trade and Industry, London. 3914/BR/01
2. Crown Estate (2010) A guide to an offshore wind farm. http://www.thecrownestate.co.uk/guide_to_offshore_windfarm.pdf
3. Cole JC, Herrmann RP, Scott RJ (1997) Discoverer Enterprise: World's most advanced drilling unit. In: SPE/IADC Drilling Conference, 4-6 March, Amsterdam, Netherlands. 37659-MS
4. Riglogix (2011). Database. www.riglogix.com, Accessed 15 Apr 2011
5. Superior Energy Services (2010) 2009 Quarterly report. <http://ir.superiorenergy.com/phoenix.zhtml?c=97570&p=irol-sec>
6. Tidewater (2010) 2009 Annual report. <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=81406&p=irol-reportsannual>
7. Cole JC (1995) Replacement cost economics of offshore drilling rigs. In: SPE/IADC Drilling Conference, February 28-March 2, Amsterdam, Netherlands. SPE 28197-MS
8. MARAD (2010) Title XI Federal Ship Financing Program. http://www.marad.dot.gov/ships_shipping_landing_page/title_xi_home/title_xi_home.htm

9. Esber B (2004) Title XI financing for vessel and shipyard improvement projects. MarineLink. <http://www.marinelink.com/news/article/title-xi-financing-for-vessel-and-shipyard-improvement-projects/322695.aspx>. Accessed 24 Oct 2010
10. Jayaram A, Royes A (2009) Offshore drillers: normalize it. Credit Suisse
11. Bailey JE, Sullivan CW, Cruise D (2010) Offshore drilling monthly. Jefferies and Company, Houston
12. Strauss-Wieder Inc (2010) Economic impact assessment. <http://www.tigerii-tiv.com/>. Accessed 20 Oct 2010
13. Jablonowski CJ, Kleit AN (2011) Transaction costs and organizational choice: modeling governance in offshore drilling. *Eng Econ* 56:28–58
14. Goulielmos AM (2009) Risk analysis of the Aframax freight market and of its new building and second hand prices, 1976–2008 and 1984–2008. *Int J Shipp Transp Logist* 1:74–97
15. Osmundsen P, Sorenes T, Toft A (2008) Drilling contracts and incentives. *Energy Policy* 36(8):3138–3144
16. Kempton W, Mandelstam P, Mercurio M, Musial W, Watson G, Uliman J, Stewart S (2009) Research and development needs for offshore wind. American Wind Energy Association, Offshore Wind Working Group
17. Thresher R, Robinson M, Veers P (2008) Wind energy technology: current status and R&D future. Presented at the Physics of Sustainable Energy Conference University of California, Berkeley. March 1–2. NREL/CP-500-43374
18. Green J, Bowen A, Fingersh LJ, Wan Y (2007) Electrical collection and transmission systems for offshore wind power. In: Offshore Technology Conference, April 30–May 3, Houston, 19090-MS
19. Musial W, Butterfield S, Ram B (2006) Energy from offshore wind: preprint. In: Offshore Technology Conference, Houston, NREL/CP-500-39450
20. Zahalka P (2008) Bollard pull. <http://www.vht-online.de/vht2008/pdf/Bollard-Pull.pdf>. Accessed 24 Oct 2010
21. Van Hoorn F (1990) Semi-submersible heavy-lift ships in operation. *Schip en Werf* 52(8):448–453
22. EPA (2000) Analysis of commercial marine vessels emissions and fuel consumption data. Washington, EPA420-R-00-002
23. De Jong E (2010) Ready for a heavy-lift of the share price. SNS Securities
24. Roddick BM (1995) Towage insurance. *Tulane Law Review* (70):679
25. Lim R (2008) KS Energy liftboat sinks on way to fulfill North Sea contract. *The Business Times*, 29 October
26. Gulfnews.com (2010) Lamprell Energy signs wind vessel deal. February 16. <http://gulfnews.com/business/general/lamprell-energy-signs-wind-vessel-deal-1.583730>. Accessed 20 Oct 2010
27. Philips P (2010) WTIV market expanding rapidly. Pacific Maritime online. <http://www.pmmnonlinenews.com/2010/10/wtiv-market-expanding-rapidly.html>. Accessed 20 Oct 2010
28. Osborne A (2004) Mayflower installation ship sold for just £12 million. *The London Telegraph*, 22 April
29. RWE (2009) RWE awards contract to Korean shipyard to build an offshore construction ship. <http://www.rwe.com/web/cms/en/86182/rwe-innogy/news-press/press/?pmid=4004290>. Accessed 20 Oct 2010
30. Forston D (2009) Turbine ship proves to be an idea with legs. *The Sunday Times*. October 4
31. BARD Engineering (2008) Keel laying of Wind Lift 1. *BARD Magazine*. 6 June
32. Offshore Shipping (2008) Master Marine awarded first contract for self-propelled jackup. October 24. <http://www.oilpubs.com/oso/article.asp?v1=7921>. Accessed 20 Oct 2010
33. Hercules Offshore (2010) 2009 Annual report. <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=192573&p=irol-reportsannual>. Accessed 29 Oct 2010
34. Hornbeck Offshore (2010) 2009 Annual report. <http://ir.hornbeck.com/phoenix.zhtml?c=132245&p=irol-reportsannual>. Accessed 24 Oct 2010

第 8 章 资本成本估算：一个参考的分类方法

8.1 比较与参考方法

海上风电场资金评估可以通过工程方法（从下向上）或者类比方法（从上向下）两种方法来进行。在工程方法中，建立一个包含系统每个成分的费用评估模型，计算总量即可得出了风电场的资本成本评估结果^[1]。工程方法对具体的工程费用评估是有用的，但需要具体地址信息和受制于良好的工况^[2]。

在类比方法中，从已有工程获取的费用数据为类比提供了基础。如果两个地区基础设施是相似的，那么工程特征就有可能是相似的，即使其他开发特征是不相同的，安装策略、航海船舶、政府政策等。这个方法的隐含假设是海上风电项目的共性，与之相关联的有技术实力、基础设施、资金力度、工程复杂性和安装要求，这些共性比由于环境、合同和市场条件产生的差异更加重要。

一个参考类就是一系列存在的工程，通过将这些工程中的样本引用到相似的实际工程中，来提高成本估算的精度。一个参考类方法可以被用来评估一个具体工程的费用，但在这里我们建立一个欧洲海上风电场工程的参考类，来得出美国海上风电场的评估费用和不确定边界线。我们假定美国第一个海上风电场将使用单桩式基础，并且被安放在离岸 10mile 之内的浅水（ $\approx 20\text{m}$ ）区域。

8.2 源数据

8.2.1 样本设置

资本支出数据均收集于贸易杂志、公司网站、学术和政府报告。这些数据是使用商业数据库^[3]和一份行业报告^[4]来进行比较的。只有当运营、发电、在建，或者所有的资本合同都被确定的风电场才被考虑。在 2010 年 5 月共有 53 个海上风电场在发电或者在建设中^[5]。此外，55 个风电场还有至少两个风电场的合约已经被确定（Lincs 和 London Array）。

8.2.2 排除

如果没有它们成本的可靠信息，或者如果它们都是建于 2000 年之前，或者是建于亚洲的风电场，那么这些风电场被排除在外。

安装在 2000 年之前的项目被排除在外，主要原因是它们使用小型风力机的示

范项目，即使是位于较好的水域，也不代表当前或预期未来项目。安装在亚洲的项目被排除在外，是因为亚洲市场目前非常小，并且和欧洲市场相比，亚洲市场具有不同的成本结构。

56 个风电场中，21 个被排除在外，留下总样本中的 35 个项目。在大多数情况下（13/21），风电场由于数据缺失而被排除；其中 4 个风电场，由于年龄被排除在外；2 个风电场由于在亚洲被排除在外。此外，Hywind 项目被排除在外，因为记录的成本值比平均成本将近高一个数量级；Avedore Holmes 项目被排除在外，因为它不是真正的在海上风电场。

8.2.3 参考类

通过排除在所有 2005 年之前建立的，以及没有采用单桩基础的项目，建立了由 18 个风电场组成的参考类。总样本和参考类的资本支出都要被分析。

8.2.4 校正

由于汇率不同，将成本调整到在某单一时间（2010 年 1 月 1 日）单一货币（美元），便于比较。

由于在样本期间汇率的大幅度变化，货币转化和通货膨胀调整的执行顺序会影响两者之间的对比。两个选择可供使用。

项目成本从建造时就以某种记录的货币（比如欧元）开始通货膨胀一直到现在，然后转化为美元（这就叫通货膨胀优先）。或者，在建造时，项目成本先使用兑换率转化为美元，然后使用美国通货膨胀指标进行通货膨胀计算（这就叫货币兑换优先），如图 8.1 所示。我们使用通货膨胀优先的方法，并且使用附录 A 中的样本来验证这个选择。通货膨胀率是以 10 年平均值为基础的。兑换率是以 2009 年第四季度的平均兑换率为基础。

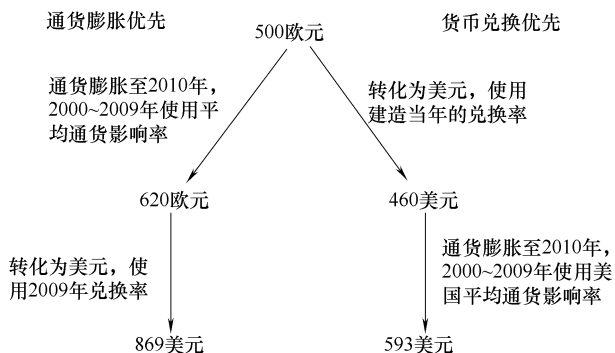


图 8.1 图表所描述的是假定在 2000 年建造的 5 亿欧元的风电场调节成本的替代方法

8.2.5 标准化

所有工程项目是根据铭牌额定值来进行标准化，价格以美元/MW 来表示。在有信息可用的情况下，项目成本范围的差异是需要考虑的。例如，Scroby Sands 记录的所有项目成本是 8010 万英镑，但是 8.5% 的预算包含了一个 5 年期运行维修费用；除去这一部分后，最终的校正费用是 7320 万英镑^[6]。

8.3 资本支出

8.3.1 概要统计

表 8.1 显示了样本中所有海上风电场的资本成本。在表 8.2 中，资本成本使用一个商业数据库（近海 4C）和行业信息（Garrad Hassan, GH）的评估进行描述。

表 8.1 总体样本中海上风电场投资费用（2010 年）

风电场	状态	容量/MW	成本/ 百万美元	货币	并网年份	原始资料
Alpha Ventus	发电中	60	250	欧元	2009	[7]
Arklow	发电中	25	45	欧元	2005	[8]
Bard I	建造中	400	1400	欧元	2011	[9]
Barrow	发电中	90	123	英镑	2006	[10]
Beatrice	发电中	10	35	英镑	2007	[11]
BelwindI	建造中	165	614	欧元	2011	[12, 13]
Blyth	发电中	4	4	英镑	2000	[14]
Burbo Bank	发电中	90	181	欧元	2007	[15]
Global Tech I	建造中	400	1200	欧元	2012	[16]
Greater Gabbard	建造中	504	1300	英镑	2012	[17]
Gunfleet Sands	发电中	172	3900	丹麦克朗	2010	[18-21]
Horns Rev	发电中	160	278	欧元	2002	[6, 22]
Horns Rev II	发电中	209	3900	丹麦克朗	2009	[23]
Kentish Flats	发电中	90	105	英镑	2005	[21, 24]
Lillgrund	发电中	110	1800	瑞典克朗	2007	[21]
Lincs	合同签订	270	725	英镑	2012	[25]
London Array	合同签订	630	2200	欧元	2012	[26]
Lynn/Inner Dowsing	发电中	194	300	英镑	2008	[27]
Middelgrunden	发电中	40	44.9	欧元	2000	[28]
North Hoyle	发电中	60	82	英镑	2003	[29]

(续)

风电场	状态	容量/MW	成本/ 百万美元	货币	并网年份	原始资料
Nysted	发电中	165	250	欧元	2003	[6]
OWEZ	发电中	108	217.7	欧元	2006	[30]
Princess Amalia	发电中	120	383	欧元	2008	[24]
Rhyl Flats	发电中	90	190	英镑	2009	[31]
Robin Rigg	发电中	180	420	欧元	2008	[26]
Rodsand II	建造中	207	400	欧元	2011	[26]
Samso	发电中	23	35	欧元	2003	[26]
Scroby Sands	发电中	60	73	英镑	2004	[6]
Sheringham Shoal	建造中	317	10000	挪威克朗	2011	[32]
Thanet	建造中	300	780	英镑	2010	[22]
Thornton Bank I	发电中	30	150	欧元	2009	[33]
Thornton Bank II&III	建造中	295	1300	欧元	2013	[34]
Utgrunden	发电中	10.5	14	欧元	2000	[35]
Walney	合同签订	367	8716	丹麦克朗	2011	[36, 37]
Yttre Stengrund	发电中	10	13	欧元	2001	[38]

表 8.2 利用源数据比较标准化的资本成本 (百万美元/MW)

风电场	作者	4C ^[3]	GH ^[4]	平均
Alpha Ventus	6.1	6.1	6.6	6.2
Arklow *	2.9	2.9		2.9
Bard I	4.9			4.9
Barrow *	2.4	2.7	2.7	2.6
Beatrice	6.0	6.0		6.0
Belwind *	5.2	2.7		3.9
Blyth	2.0	2.0	2.2	2.1
Burbo Bank *	3.1	3.1		3.1
Global Tech I	4.1	4.5		4.3
Greater Gabbard *	3.9	4.8	6.0	4.9
Gunfleet Sands *	4.4	2.8	4.2	3.8
Horns Rev	2.9	2.9	2.1	2.6
Horns Rev II *	3.7	3.3	4.2	3.7

(续)

风电场	作者	4C ^[3]	GH ^[4]	平均
Kentish Flats *	2. 1	2. 4	2. 3	2. 3
Lillgrund	2. 4	2. 7	2. 1	2. 4
Lincs *	4. 1	4. 1		4. 1
London Array *	4. 8	4. 8	4. 8	4. 8
Lynn/Inner Dowsing *	2. 6	2. 5	3. 1	2. 7
Middelgrunden	2. 0	2. 1	1. 6	1. 9
North Hoyle	2. 6	2. 5	2. 4	2. 5
Nysted	2. 5	2. 5	1. 7	2. 2
OWEZ *	3. 1	2. 9	2. 7	2. 9
Princess Amalia *	4. 8	4. 4	3. 6	4. 2
Rhyl Flats *	3. 5	3. 6	4. 4	3. 8
Robin Rigg *	3. 5	3. 6	3. 7	3. 6
Rodsand II	2. 7	2. 8		2. 7
Samso	2. 5	2. 2	1. 4	2. 0
Scroby Sands	2. 2	2. 3	2. 1	2. 2
Sheringham Shoal *	5. 2	5. 2	4. 9	5. 1
Thanet *	4. 1	4. 5	5. 6	4. 8
Thornton Bank I	7. 3	3. 9	7. 3	6. 2
Thornton Bank II &III	6. 2			6. 2
Utgrunden	2. 4	2. 2	2. 0	2. 2
Walney *	4. 5	5. 1	4. 6	4. 7
Yttre Stengrund	2. 3	2. 3	1. 7	2. 1
Average (SD) —All	3. 7 (1. 4)	3. 4 (1. 2)	3. 5 (1. 7)	3. 6 (1. 4)
Average (SD)—Reference class	3. 7 (1. 0)	3. 6 (1. 0)	3. 9 (1. 2)	3. 8 (0. 9)

注：* 表示引用类的元素。括号内表示的是标准差。

使用通货膨胀优先的方法来进行预算和 4C 近海数据的设置。对于 GH 数据，数据被规范化，使之通货膨胀至 2009 年的价格，再通过 GH 调整成英镑；然后我们使用 2009 年的汇率转换成美元。

在大多数情况下，三个数据库的值相似或相同，然而，在少数情况下，值差别很大。相似并不意味着可靠，因为数据源可能是相同的。差异性可能是因为不同的数据源发布时间（也就是所有合同完成之前或之后）、化整的程度、原始资料的范

围^①、调整和通货膨胀方法不同造成。为了进行随后的分析，我们使用三个数据集的平均值。

图 8.2 所显示的是总样本和参考类的费用柱状图。总样本和参考类的平均费用分别是 370 万美元/MW 和 390 万美元/MW。对于 2010 年以后建造的风电场，总样本的平均资本支出（CAPEX）是 470 万美元/MW，参考类的是 480 万美元/MW。

参考类的平均资本支出稍大于样本总值，而参考类的标准偏差比总样本的小（1.4 比 0.9）。当参考类限制在 2010 年之后的并网工程，标准偏差会进一步减小。这两个标准偏差的间隔给出了参考类中所有项目的预期资本成本范围为 210 万 ~ 570 万美元/MW，在 2010 年后并网的资本成本范围为 400 万 ~ 560 万美元/MW。

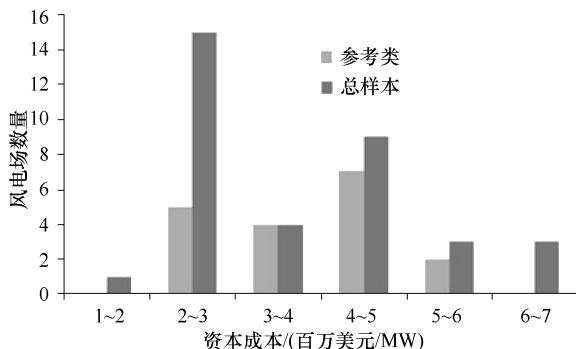


图 8.2 投资费用的柱状图

8.3.2 时间趋势

图 8.3 和表 8.3 显示了海上风电场资本支出的规范化和校正后的历史发展趋势。显示的趋势只针对总样本。通过 2000 ~ 2004 年的发展，海上风电场的平均安装成本从 220 万美元/MW 增长到了 400 万美元/MW。图 8.3 也显示了随风电场容量增加的价格增长趋势。许多行业观察者预计，随着风电场容量在增加，通过规模经济效应学习减小了海上风电成本，但是近年来由于某些因素迫使风电场费用的增加，并已经产生了更大的影响。工程花费增长的原因归因于以下几个因素，包括水深的增加、商品成本的增加、供应链竞争的减少和集中化、岸上风电需求的增加^[39]。

① 例如，在 Thornton Bank 的工程中，当整个 4C 数据向着 300MW 整个预算花费方向发展时，我们使用第一个 30MW 阶段的花费。

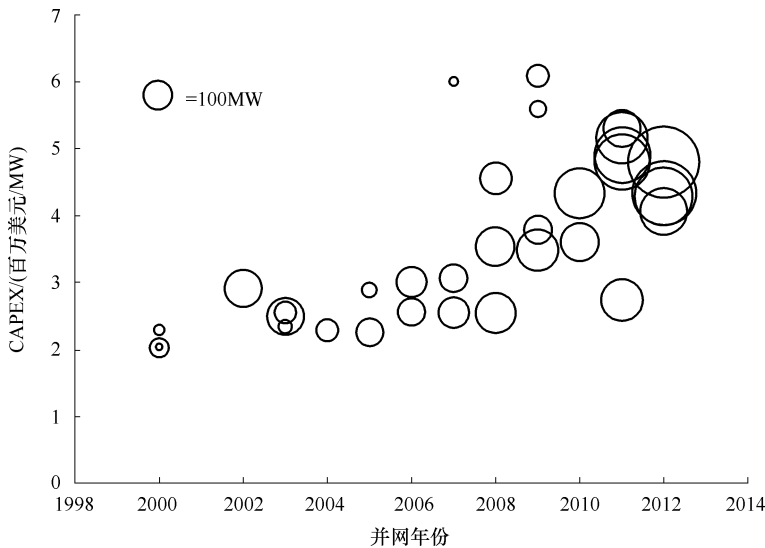


图 8.3 海上风电场的资本支出和总体样本的合同签订时间
(其中电场容量是以气泡图的形式显示)

表 8.3 从海上风电场初始运行年份到现在的资本支出

入网年份	资本支出/(百万美元/MW)	数据集的数量
2000 ~ 2004	2.2	9
2005 ~ 2007	3.2	7
2008 ~ 2010	4.4	9
2011 +	4.7	10

8.3.3 规模经济效应

价格的上涨导致近 10 年来风电场规模不断在扩大，也导致现在规模经济在开发成本上的影响很难预测。表 8.4 显示了根据发电类比划分的风电场的费用。根据发电量风电场的费用有一些小的变化。但是超过 250MW 的风电场通常比小规模的风电场更贵，这表明规模经济目前不会影响开发。

表 8.4 根据安装容量的平均资本支出

工程类别	风电场容量/MW	资本支出/(百万美元/MW)	数据集的数量
示范工程	< 20	3.1	4
商业预投入	20 ~ 100	3.3	11
商业小投入	100 ~ 250	3.3	11
商业完全投入	250 ~ 750	4.9	9
商业大投入	> 750		0

表 8.5 显示了根据容量和建设年份给出的海上风电场的费用。在一定周期内的费用比较控制时间影响。不同行的数据进行比较，可以看出没有明确的规模经济趋势，然而，样本容量太小无法得出统计学上有意义的结论。

表 8.5 根据容量和入网年份的海上风电场的资本支出

入网年份	<20 (MW)	20 ~ 100 (MW)	100 ~ 250 (MW)	250 ~ 750 (MW)
2000 ~ 2004	2.1 (3)	2.2 (4)	2.4 (2)	
2005 ~ 2007	6.0 (1)	2.7 (4)	2.7 (2)	
2008 ~ 2010		5.5 (3)	3.6 (5)	4.8 (1)
2011 +			4.0 (2)	4.9 (8)

注：样本量表示在括号里。

8.3.4 回归模型

构造标准化资本成本的回归模型来研究影响资本支出的物理特性。模型是建立在线性形式的基础上：

$$C = \alpha_0 + \alpha_1 \text{CAP} + \alpha_2 \text{WD} + \alpha_3 \text{DIS} + \alpha_4 \text{GRAV} + \alpha_5 \text{JAC} + \alpha_6 \text{STEEL}$$

式中，费用 C 的单位是百万美元/MW；解释变量包含装机容量（CAP，MW）、水深（WD，m），离岸距离（DIS，km）和欧洲钢铁滞后两年价格指数（STEEL）[⊖]。两个指示变量为重力型基础（GRAV）和导管架（JAC），三脚架基础也包含在内。风力机的数量和安装年份没有考虑，是由于多重共线性。因为样本的有限大小和变量预测能力的固有约束，所以相互作用项没有被评估。

模型给出的结果如表 8.6 所示。所有的模型有统计学意义，并且系数都有特定的符号。模型 A ~ D 解释了方差的相似比例；但是，在模型 A ~ C 至少有一个系数不显著；因此模型 D 因包含了水深度、钢铁价格和一个导管架/三脚架指示变量，为首选模型。相对重力基础的指示变量，导管架和三脚架基础的指示变量能够更好地预测成本。重力指标系数从来就不显著，相反导管架和三脚架基础的指示变量通常都是显著的。表 8.6 还显示了模型的总资本成本。总成本模型更多地解释了成本中的方差，但不适合在评估其他具体场址变量的影响。

图 8.4 ~ 图 8.7 显示了在模型 E ~ H 描述的单变量回归的结果。在每种情况下，模型都是显著的，但是通常不预测方差的显著部分。

在图 8.4 中，在容量和资本支出中有一个较小正相关性关系；如果规模经济存在，是负相关性。

⊖ 延迟钢铁价格是因为在合同被承包和工程上网的时间上有一个很重要的延迟。例如，2006 年的钢铁价格将被用来评估 2008 年入网的风电场的费用。

表 8.6 资本成本回归模型的总结

成本 = $\alpha_0 + \alpha_1 \text{ CAP} + \alpha_2 \text{ WD} + \alpha_3 \text{ DIS} + \alpha_4 \text{ GRAV} + \alpha_5 \text{ JAC} + \alpha_6 \text{ STEEL}$									
	模型	α_0	α_1	α_2	α_3	α_4	α_5	α_6	R^2
规范化的成本/ (百万美元/ MW)	A	0.73	0.0011	0.036 *	-0.0036	0.076	1.59 *	0.013 *	0.66
	B	0.63		0.038 *	-0.0002	0.023	1.35 *	0.014 *	0.66
	C	0.75	0.0009	0.033 *			1.46 *	0.013 *	0.68
	D	0.64		0.037 *			1.35 *	0.014 *	0.67
	E	3.03 *	0.0031 *						0.16
	F	2.18 *		0.067 *					0.51
	G	3.03 *			0.0241 *				0.28
	H	0.67 *						0.020 *	0.34
总成本/ 百万美元	I	-110.01 *	4.59 *	5.66 *	0.57	-94.75	27.35	-0.70	0.97
	J	-222.11 *	4.55 *	6.49 *					0.97
	K	-121.57 *	4.74 *						0.96

注：* 统计显著性 ($p < 0.05$)。

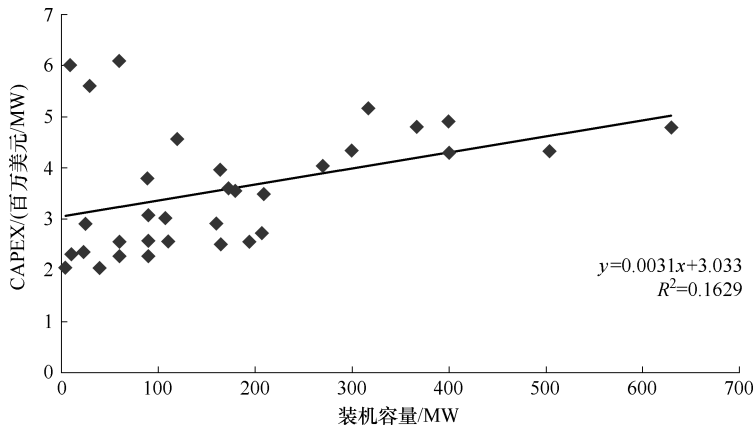


图 8.4 装机容量和标准化的资本支出之间的关系

在图 8.5 中，在水深和资本成本之间有统计学相关性，这一相关性解释了成本的半方差。虽然为基础成本估算的效用有限，但是它确实说明了在成本上的水深度的重要性。

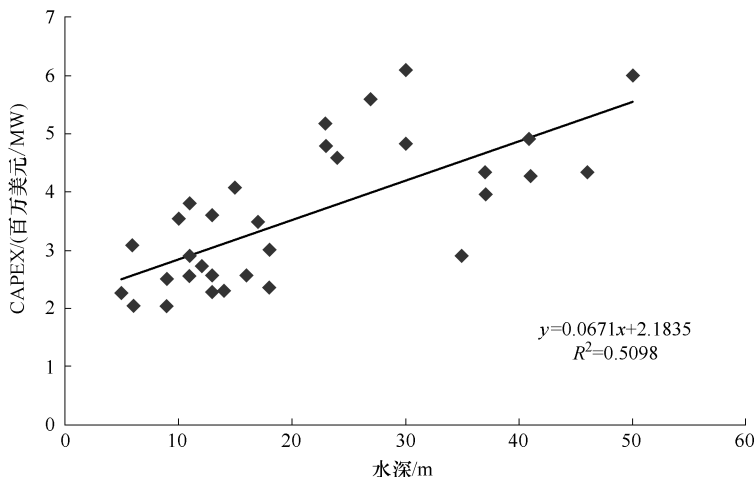


图 8.5 水深和标准化的资本支出之间的关系

图 8.6 显示了影响海岸的距离。当两个与德国风电场（BARD I 和 Global TechI）相关的特殊点被去除后，该模型适合度增加到 0.49。

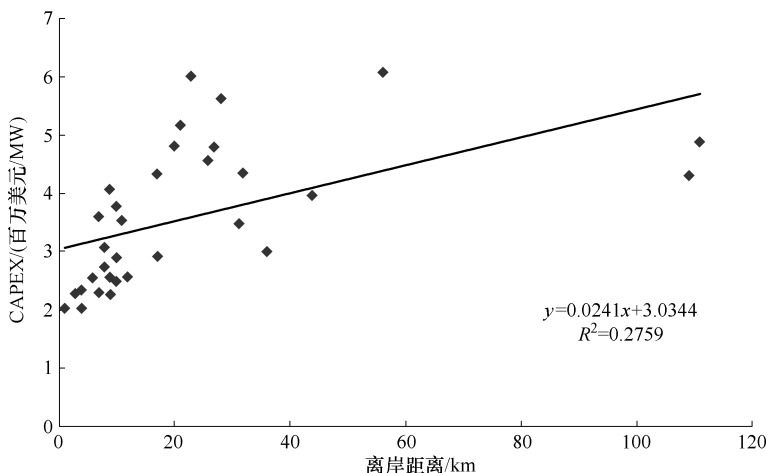


图 8.6 离岸距离和标准化资本支出的关系

图 8.7 显示钢铁价格在成本中的影响。由于钢铁在资本支出的重要角色，钢铁价格是费用的合理预测因素。钢铁价格指数和适时数据间的滞后时间不会对结果有太大影响。

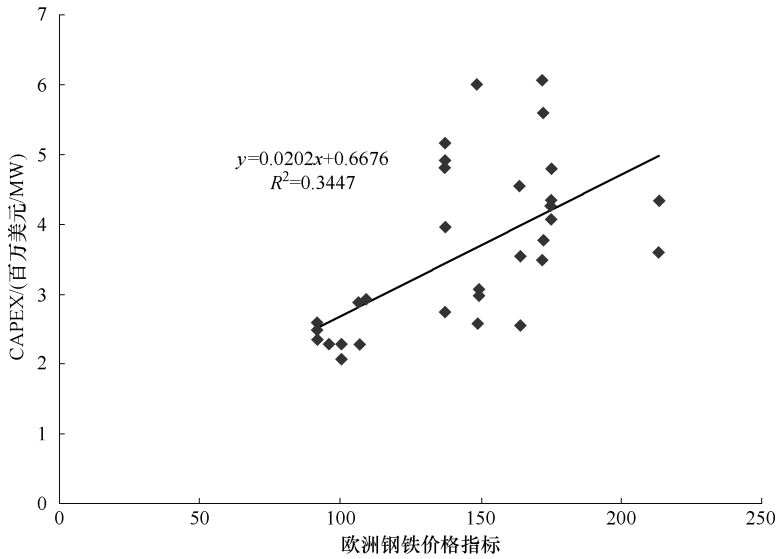


图 8.7 欧洲钢铁价格指标和标准化资本支出的关系

图 8.8 描述了风电场容量和资本支出的关系。风电场容量是一个好的预测方法，表明了资本成本可以通过把每兆瓦的平均费用与工程量简单的相乘来合理估算。

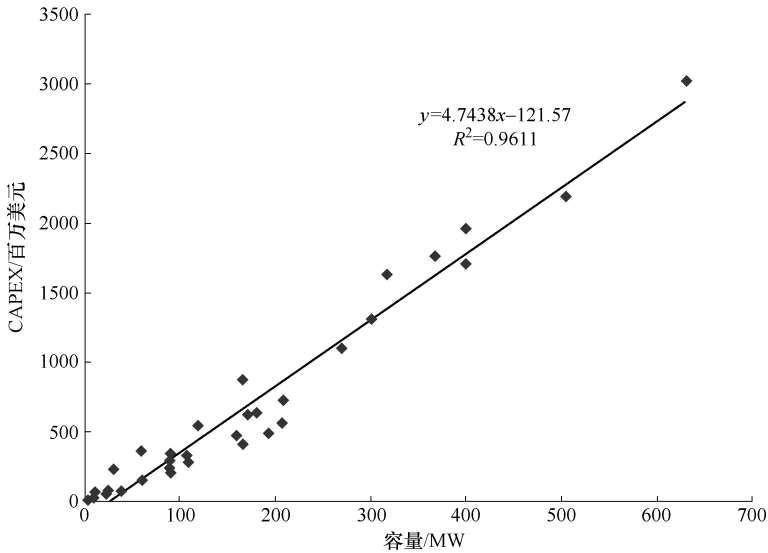


图 8.8 风力机容量及成本的关系

8.4 美国与欧洲风电成本的比较

8.4.1 风力机

海上风力机的成本是资本成本的主要动因。风力机的成本取决于当地的供需关系、原材料成本及运输成本。在2010年，美国有发达的陆上风力机制造工业^[40]，但没有能力制造海上风力机。美国的开发商对计划使用来自欧洲或中国的风力机，有大致相近的成本预估。

8.4.2 风力机基础成本

风力机基础的成本主要受钢铁价格和劳动力成本影响。单桩式基础的资金投入及建设需求是最小的，适合就地或在国内直接采购。风力机基础的成本还将反映基础施工的需求和建设服务的供应。西欧的制造业人工成本比美国高^[41]，但差异随地理位置略有不同。在2010年期间，欧洲的钢铁价格略低于北美的价格^[42]。因此，美国与欧洲的风力机基础成本差距不大。

8.4.3 电缆成本

电缆成本在美国与欧洲是有差别的。美国缺乏海上风电场所需的高电压电缆制造设备，因此将采用进口电缆。但不管怎么样，这些可能相当笨重的电缆将会导致较高的运输成本。考虑到采用的电缆重量，可能有相当一部分的电缆需要从欧洲使用专用船只运输过来，而不是采购市面的散装货。在这种情况下，美国方面的电缆成本将会显著高于欧洲。

8.4.4 安装成本

很多海上风电场的部件在如今的全球化市场都有交易，在这种情况下，欧洲风电成本被期望能为美国风电成本提供很好的参考。可是，由于琼斯法案的限制，安装服务不可能由欧洲工人来完成。安装成本将由施工船费用、人工成本以及供需等因素来决定。

对美国来说欧洲安装成本不能作为一个很好的参考，因此构成安装费用的这部分的比例成本就显得尤为重要，因为这部分将指出相关的影响作用。表8.7中，3个海上风电场（Blyth、Scroby Sands、OWEZ）的安装成本被给出，这里的数据可靠可用。这部分安装比例占到总成本的10%~30%，其中最高的是一个早期的小规模风电场Blyth。

表8.7的后6行是7个不同风电场的安装成本组成部分。作为总成本的一部分，总安装成本是由风力机、基础、电缆等部件安装成本组成。数据表明，每种部件安装成本占到总成本3%~6%，而其中电缆的安装成本最低，基础的安装成本最高。海上风电场安装成本的几个遗传算法[⊙]评估结果（表8.8，基于模型结果或

⊙ 一般预算是基于模型结果或行业调查，而不是实际的数据。

行业调查) 也表明了这部分成本占总成本的 10% ~ 22%。

综上所述, 在欧洲风电场的建设预算中, 安装成本占到了 20%。这就造成了在美国和欧洲的风电场建设中, 安装成本每相差 10%, 在总成本上就相差 2%。所以, 尽管安装成本在这两个地区有所不同, 但对总成本影响不大。

表 8.7 海上风电场各部分的成本估算 (不考虑通货膨胀)

风电场	项目	成本/百万	年份	占总成本比例 (%)	参考文献
Blyth	风力机及塔架的安装	1.2 (英镑)	2001	31	[14]
Scroby Sands	近海设施安装	16.7 (英镑)	2004	23.4	[6]
OWEZ	安装, 包括运输	42 (欧元)	2008	21	[30]
North Hoyle	30 个单桩式基础安装	5 (英镑)	2002	6	[43]
Thanet	场内和输出电缆的安装	27 (英镑)	2008	3	[44]
Robin Rigg	输出电缆的安装	7 (英镑)	2008	2	[4]
Greater Gabbard	风力机安装 (14 个月合同)	62 (美元)	2009	3	[4]
Walney	风力机安装 (18 个月合同)	79 (美元)	2009	5	[4]
Sheringham Shoal	88 台风力机和 2 个变电站模组的安装	78 (欧元)	2009	6	[45]

表 8.8 海上安装成本估算

参 考 文 献	安装比例 (%)	方 法
[46]	22	通用模型
[47]	19	通用模型
[5]	19	行业调查
[48]	16	—
[49]	7 *	通用模型
[50]	18	通用模型
[51]	9.6	工程预算

注: * 只包括风力机安装。

8.4.5 场址选择成本

有很多因素导致在欧洲发展海上风电比美国有吸引力, 比如, 政府的鼓励、更高的平均风速、有限的陆上再生资源发展机会、高电价以及公众的支持等。因为这些因素, 欧洲的开发商可能会面临相对美国方面来说更多的场地问题和更高的费用。这就有可能导致美国的风电平均成本低于欧洲。

8.5 成本动因

8.5.1 经济衰退

2008年开始的全球经济衰退对陆上及海上风电场组件的需求有很大的影响。全球金融危机的一个主要影响是紧缩的信贷市场和不断提高的行业标准。这不仅影响了海上风电开发商的融资，也影响了陆上风电的发展。因为陆上风电的成熟限制了海上风电的发展，紧缩的信贷市场也将使得成本要求更低并且融资成本更高。

8.5.2 产品价格

铜、钢铁和石油价格在确定海上风电开发成本上发挥着作用。铜主要用于电缆、变压器和风力机的其他电气元件，大约占总成本的3%^[5]。因此，即使当铜的价格经常变化，甚至是有大幅度变化时，对总成本的影响也不会很大。钢铁的费用占到了海上风电项目成本的10%~15%，但钢铁的价格相比铜变化较少。所以，钢铁价格比铜价格对总成本影响更大，但并不是一个主要的成本动因。

能源价格也影响到海上项目的开发成本，但影响多为间接影响。石油价格通过对船舶施工服务的竞争，来对海上风电安装成本产生影响。在某种程度上，海上石油和海上风电共享同一施工供应链，因此石油价格将作为影响海上风电成本的持续动因。但毕竟这两个行业对服务的要求不同，对于海上风电而言，发展专业海上风电公司可能成为主导；在这种情况下，石油价格对近海风电成本的影响力将会有所下降。

煤炭和天然气价格也会影响海上风能的开发成本。煤炭和天然气用于炼钢，但更重要的是，投资者认为能源价格可能影响建设陆上和海上风电场的决策。当煤炭和天然气价格上涨时，风电将变得更具吸引力，需求也会上升。相反，当煤炭和天然气价格稳定或下降时，则会使风电的需求以及价格下降。

8.5.3 供应链

风力机、基础、电缆和安装服务的供应链全都是重要的成本动因。风力机的供应在海上风电场各部分中所占的成本比例是最大的，甚至一点小的波动都会对总成本产生较大的影响。如果陆上风电扩张导致风力机供不应求，则海上开发商必须与陆上开发商竞争风力机和风力机元件。海上风力机的供应主要集中在Siemens（西门子）、Vestas（维斯塔斯）、Repower（瑞能）和Areva（阿海珐）等公司，然而，一些公司，如GE（通用）、Nordex（恩德）和Clipper Wind power（快船风力）预计会在未来几年进入市场参与竞争，增加供应，这将会降低这部分的成本。

由于可用于海上风电安装施工船的数量有限，限制了安装服务的供应。施工船的建造是一项长期投资决策，需要长时期内较高的利用率来保证投资回报。考虑到这是国家的新兴产业，很难证明新造船是否恰当。此外，即使新造船被证明是有益的，也可能在订制和交付上有相当长的延时，这些因素会导致一定时期内安装服务

供不应求，价格上涨。

8.6 前期预估

最近有一些研究对欧洲近期的海上风电场做了成本评估。2009 年 Ernst&Young (安永国际会计公司)^[52] 估计欧洲风电场的单位成本为 320 万英镑/MW；BWEA (英国风能协会) 和 Garrad Hassan (加勒德哈森技术服务公司)^[5] 则估计单位成本为 310 万英镑/MW。以 2010 年的美元价值计算，这相当于 430 万 ~ 540 万美元/MW，与我们对 2010 年后风电上网电价的预估一致。

一些美国开发商和咨询公司已经发布了美国海上风电场的成本估计。Coastal Point Energy (美国一家专注风能的再生能源企业)，加尔维斯顿海上风电场的开发商，估计该风电场的单位成本为 350 万 ~ 400 万美元/MW^[53]。Jurgen Weiss 和 Judy Chang^[54] 估计 Cape Wind (美国风能开发商) 的项目成本为 560 万美元/MW。Deepwater Wind (风能开发商) 预估它所开发的布鲁克岛风电场 (30MW) 的成本为 25000 万美元，即 730 万美元/MW。我们短期预测的 480 万美元/MW 在加尔维斯顿项目和 Cape Wind 之间。

8.7 模型的局限性

8.7.1 错误和偏差的原因

样本大小。数据库的数量有限，是在项目规模、所有权、地理位置、建设年份、经营状况、基础类型等方面数据资料的集合。多样性有助于确保开发的广泛性，但小样本不利于建立鲁棒回归模型。

数据的可靠性。理想情况下，成本在所有项目中会通过统一的、一致的会计文件报道出来，但现实情况却不是这样。大部分数据来自那些没有具体说明哪些包括成本，哪些不包括成本的新闻稿。新闻发布的数据中可能包含也可能不包含风电并网成本、资本成本、初始运营成本和国家补贴。在某些情况下，高质量的报告和详细的成本核算是非常有价值的。但在另一些情况，可用的信息更少。有可能报告的频率和质量会因为，那些可能造成成本估计偏离的风电场的大小、新颖性或者开发商等因素，而有所偏颇。也有可能一个数据源反映了估计成本而不是实际成本[⊖]。这些问题的影响有大有小。

⊖ 例如，在 2009 年 12 月伦敦 Array 项目报告称合同成本为 20 亿欧元。然而，在 2010 年 2 月，伦敦 Array 财团签署附加合同，预计资金为 22 亿欧元。

合同的类型及货币。合同类型是项目成本的决定性因素，合同记录的货币可能不是合同准许执行的货币。这种模糊性可能会导致估计变化。

汇率波动。海上风电发展到现在已经十几年了，成本报告经常涉及多种货币。汇率波动是一直存在的，通货膨胀率则是货币的特性。所有的货币价值必须转换为一种标准货币来比较，而这种转换就可能引起误差和错误。

标准化。海上风电项目都建造于不同的环境条件和水深，基于不同的技术和施工船长度以及不同的合同要求。总的来说，这些差异造成了成本的差异。标准化的主要变量是发电量，这种比较优先选择有多维的方法，但受限数据集的大小。相互影响需要经过仔细的考虑。

消费成本。项目成本可能被开发商用来作为日常开销。例如，开发商可能包括后勤人员或薪酬管理，设备或设备成本开销。这种类型的错误有可能导致项目比较中的偏差。

8.7.2 参考类约束

自上而下的方法对成本估算有好处也有局限性。使用这种方法的基本原理取决于以下参数：

1) 海上作业的基础设施、技术、物理性质和安装要求被认为是基本一样的。只要参考项目与实际项目相比，相同点相对其差异来说占主导地位，就可以将参考项目作为有用的基准。另一方面，如果差异占主导地位，则参考项目的基准成本的可靠性就会受限。

2) 没有美国方面的相关活动或项目的数据来总结假设性研究以外的东西，那么专家的意见、经验和设想对成本估算的可靠性将起到很大的作用。如果做适当的调整和标准化来创建一个参考，欧洲方面项目的成本统计将在预测美国项目成本中起到有益的作用。

3) 小而多样的样本最好的特点就是只需简单的统计措施。标准差允许成本范围来反映项目的水平和范围，而客户的观念将决定什么样的范围可以接受。

自上而下的方法也受到一些限制，主要包括：

1) 欧洲的市场、政府支持度、竞争的水平 and 施工船的功能这些都和美国市场不同，如果这些差异在项目开发中占据主导，则欧洲方面的成本对美国项目来说有所偏差。

2) 欧洲项目成本为美国项目成本预估提供一定的参考，但不能生搬硬套，其可能受上升或下降等因素的影响。

3) 自上而下的方法依赖那些可能会也可能不会反映未来真实，不太可能导致技术变化及产生学习影响的历史数据。

附录 A 成本调整的实例

欧洲项目成本以欧元或英镑为结算单位进行频繁报道，但也可能以挪威克朗、丹麦克朗和瑞典克朗为结算单位进行报道。由于其间的汇率随时间不断变化，在成本比较上把欧洲方面项目成本转换成美元为结算单位的方法有很重要的影响。表 8.9 对比了一个假设建设于 2000 ~ 2009 年间，成本为 50000 万欧元的风电场采用了通货膨胀优先和汇率优先方法来进行成本调整的结果。

若采用通货膨胀优先方法，则这个成本为 50000 万欧元，相当于 2000 年在建风电场的 86600 万美元，相当于 2005 年在建风电场的 77800 万美元。相比之下，若采用汇率优先方法，则货币的价值会上升，这是因为那个期间美元相对欧元来说较为疲软。这两种方法的差异是巨大的。因为相对于美元而言，所有货币都在增值，所以通货膨胀优先方法产生更直观的结果。

表 8.9 替代方法对成本调整的影响

完 成 年 份	汇 率	汇率优先/ 百万美元	通货膨胀优先/ 百万美元	差异百分比（%）
2000	0. 92	592. 9	866. 8	46. 2
2001	0. 89	559. 2	848. 4	51. 7
2002	0. 95	581. 9	830. 5	42. 7
2003	1. 13	674. 8	813. 0	20. 5
2004	1. 24	722. 0	795. 8	10. 2
2005	1. 24	703. 9	778. 9	10. 7
2006	1. 25	691. 8	762. 5	10. 2
2007	1. 37	739. 2	746. 3	1. 0
2008	1. 47	773. 3	730. 6	- 5. 5
2009	1. 4	718. 0	715. 1	- 0. 4

参 考 文 献

1. Ozkan D, Duffey MR (2011) A framework for financial analysis of offshore wind energy. Wind Eng 35(3):267-288
2. Flyvbjerg B (2008) Curbing optimism bias and strategic misrepresentation in planning: reference class forecasting in practice. Eur Plan Stud 16(1):3-21
3. 4COffshore (2010), Database of offshore wind projects. Lowestoft
4. Hassan G (2009) UK offshore wind: leaving the right course. British Wind Energy Association, London

5. Musial W, Ram B (2010) Large scale offshore wind power in the United States: Assessment of opportunities and barriers. National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO. NREL/TP-500-40745
6. Gerdes G, Tiedmann A, Zeelenberg S (2006) Case study: European offshore wind farms—a survey for the analysis of the experiences and lessons learnt. Dena, Groningen
7. Alpha Ventus (2010) Alpha Ventus. <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=80>. Accessed 26 Oct 2010
8. Fitzgerald J (2005) Wind farm off Wicklow opens. Irish Times, Dublin
9. European Investment Bank (2010) Bard I offshore wind farm. <http://www.eib.org/projects/pipeline/2009/20090432.htm>. Accessed 24 Oct 2010
10. BERR (2007) Offshore wind capital grants scheme. Barrow offshore wind farm first annual report. London. 09/P45. <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file50163.pdf>. Accessed 24 Oct 2010
11. Talisman Energy (2006) The Beatrice wind farm demonstrator—Fact sheet. <http://www.beatricewind.co.uk/press/facts.asp>. Accessed 26 Oct 2010
12. European Investment Bank (2010) Belwind: EIB finances Europe's largest offshore wind farm. <http://www.eib.org/projects/news/eib-finances-europes-largest-offshore-wind-farm.htm>. Accessed 24 Oct 2010
13. Belwind (2010) Facts and figures. <http://www.belwind.eu/index.php?page=feiten&lang=en>. Accessed 26 Oct 2010
14. Pepper L (2001) Monitoring and evaluation of Blyth offshore wind farm. Department of Trade and Industry. London. DTI URN 01/686
15. Lemming JK, Morthorst PE, Clausen NE (2007) Offshore wind power experiences, potential and key issues for deployment. Riso National Laboratory, Frederiksborgvej, Denmark. RISO-R-1673(EN)
16. European Investment Bank (2010) Global Tech I offshore wind farm. <http://www.eib.org/projects/pipeline/2009/20090259.htm>. Accessed 24 Oct 2010
17. Bradbury J (2010) Jumbo joins up Greater Gabbard. Offshore Media Group. <http://www.offshore247.com/news/art.aspx?Id=16602>. Accessed 24 Oct 2010
18. Dong Energy (2007) 2006 Annual report. <http://www.dongenergy.com/EN/Investor/reports/Pages/annual%20reports2.aspx>. Accessed 24 Oct 2010
19. Dong Energy (2008) 2007 Annual report. <http://www.dongenergy.com/EN/Investor/reports/Pages/annual%20reports2.aspx>. Accessed 24 Oct 2010
20. Dong Energy (2009) 2008 Annual report. <http://www.dongenergy.com/EN/Investor/reports/Pages/annual%20reports2.aspx>. Accessed 24 Oct 2010
21. Stromsta K (2010) Dong launches 172 MW Gunfleet Sands offshore wind project. Releiftgenews.com. <http://www.releiftgenews.com/energy/wind/article217994.ece?print=true>. Accessed 24 Oct 2010
22. Vattenfall (2010) Wind farms. Stockholm. <http://www.vattenfall.com/en/wind-farms.htm>. Accessed 24 Oct 2010
23. Ministry of Foreign Affairs of Denmark (2010) Dong Energy soon to inaugurate Horns Rev 2 offshore wind farm. <http://www.investindk.com/visNyhed.asp?artikelID=22253>. Accessed 24 Oct 2010
24. BERR (2007) Offshore wind capital grants scheme. Kentish Flats offshore wind farm 2nd annual report. London. 09/P46
25. Lundgren K (2009) Centrica to build \$1.2 billion wind farm, team up with SocGen. Bloomberg. <http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=newsarchive&sid=ateP2AcRakFI>. Accessed 24 Oct 2010
26. Mastiaux F (2010) E.ON Offshore wind energy factbook. E.ON. http://www.eon.com/en/downloads/EON_Offshore_Factbook_April_2010_EN.pdf. Accessed 24 Oct 2010
27. MPI (2009) Lynn and Inner Dowsing wind farm. <http://www.mpi-offshore.com/workboats-projects/lynn-and-inner-dowsing-offshore-wind-farm>. Accessed 24 Oct 2010
28. Sørensen HC, Hansen LK, Larsen JHM (2002) Middelgrunden 40 MW offshore wind farm Denmark-lessons learned. Renewable Realities—Offshore Wind Technologies. Orkney, UK

29. Carter M (2007) North Hoyle offshore wind farm: design and build. In: Proceedings of the Institution of Civil Engineers, Energy, vol 160. pp 21–29
30. NoordzeeWind (2008) Offshore wind farm Egmond aan zee general report. Ijmuiden, Netherlands. OWEZ_R_141_20080215. http://www.noordzeewind.nl/files/Common/Data/OWEZ_R_141_20080215%20General%20Report.pdf. Accessed 24 Oct 2010
31. May J (2009) North Hoyle and Rhyl Flats offshore wind farms: Review of good practice in monitoring, construction and operation. Presentation to Scottish National Heritage, Inverness Scotland. 17 July 2009
32. European Investment Bank (2009) Sheringham Shoal offshore wind farm. <http://www.eib.org/projects/pipeline/2009/20090481.htm>. Accessed 24 Oct 2010
33. C-Power (2010) Investment. <http://www.c-power.be/English/investment/index.html>. Accessed 24 Oct 2010
34. Renewable energy focus (2010) Repower turbines to Thornton Bank offshore wind farm expansion. November 26. <http://www.renewableenergyfocus.com/view/14232/repower-turbines-to-thornton-bank-offshore-wind-farm-expansion>. Accessed 24 Aug 2011
35. IEA (2005) Offshore wind experiences. International Energy Agency. IEA Publications, Paris
36. Dong energy (2009) Dong Energy sells minority stake in Walney offshore wind farm. <http://www.dongenergy.com/Walney/News/data/Pages/DONGEnergySellsMinorityStakeInWalneyOffshoreWindFarm.aspx>. Accessed 24 Oct 2010
37. Prysmian (2010) Prysmian will develop the power links for the Walney offshore wind farm, in the Irish sea. Prysmian Energy. Milan
38. Barthelmie R, Frandsen S, Morgan C, Henderson T, Sorensen HC, Garcia C, Lemonis G, Hendriks B, O’Gallachóir B (2001) State of the art and trends regarding offshore wind farm economics and financing. Presented at the EWEA Special Topic Conference, Brussels, December 10–12
39. EWEA (2009) Oceans of opportunity. European Wind Energy Association, Brussels
40. Tegen S (2010) Wind turbine manufacturers in the U.S.: Locations and local impacts. Windpower 2010 Conference, Dallas
41. BLS (2011) International labor comparisons. Bureau of Labor Statistics. <http://www.bls.gov/fls/>. Accessed 8 Aug 2011
42. MEPS (2011) Steel prices. <http://www.meps.co.uk/world-price.htm>. Accessed 8 Aug 2011
43. Maritime Journal (2002) Seacore secures North Hoyle wind farm contract. http://www.maritimejournal.com/features101/marine-civils/port,-harbour-and-marine-construction/seacore_secures_north_hoyle_wind_farm_contract. Accessed 24 Oct 2010
44. OilVoice (2008) Subocean announces another multi-million pound offshore windfarm contract. Oil Voice, September 17, 2008. http://www.oilvoice.com/PrinterFriendly/Subocean_Announces_Another_Multimillion_Pound_Offshore_Windfarm_Contract/87adb104.aspx. Accessed 24 Oct 2010
45. Master Marine (2009) StatoilHydro and Statkraft have awarded a major contract to Master Marine. http://www.master-marine.no/index.php?option=com_content&task=blogsection&id=1&Itemid=99. Accessed 24 Oct 2010
46. Morgan CA, Snodin HM, Scott NC (2003) Offshore wind: economics of scale, engineering resource and load factors. Department of Trade and Industry. Bristol, London
47. ODE (2007) Study of the costs of offshore wind generation. Department of Trade and Industry, Bristol, London
48. DTI (2004) The world offshore renewable energy report 2004–2008. Department of Trade and Industry, London. URN 04/393CD
49. Kühn M, BierboomsWAAM, van Bussel GJW, Ferguson MC, Göransson B, Cockerill TT, Harrison R, Harland LA, Hagg F, Wiecherink R (1998) Opti-OWECS Final report vol. 0: Structural and economic optimisation of bottom-mounted offshore wind energy converters—executive summary. Delft University of Technology, Delft, The Netherlands. IW-98139R
50. Kooijman HJT, de Noord M, Volkers CH, Machielse LAH, Hagg F, Eecen PJ, Pierik JTG, Herman SA (2001) Cost and potential of offshore wind energy on the Dutch part of the North

- Sea. EWEA Special Topic Conference Offshore Wind Energy, Brussels. December 10–12
51. Schellstede H (2007) Wind power: wind farms of the Northern Gulf of Mexico. Paper presented at Offshore Technology Conference, Houston, 30 April–3 May 2007
 52. Ernst and Young (2009) Cost of and financial support for offshore wind. Department of Energy and Climate Change. London, URN 09D/534
 53. Coastal Point Energy (2010) Introduction to Coastal Point Energy. <http://www.millergroupofcompanies.com/presentations/CoastalPointEnergyPPT3.pdf>. Accessed 8 Aug 2011
 54. Weiss J, Chang J (2010) Prefiled direct testimony of Jurgen Weiss, Ph.D. and Judy Chang. Massachusetts Department of Public Utilities DPU 10-54 Exhibit AG-JWJC-1, August 20, 2010

第 9 章 海上风电安装成本

9.1 系统描述

9.1.1 用户输入

要求用户提供项目特性数据，包括系统发电容量、风力机容量、离岸距离、离港距离。也要求用户从选择列表中，选出主要的安装船类型，为每个阶段选出主要的安装方法。如果知道的话，用户还可以提供一些与合同和市场有关的信息。

9.1.2 系统输入

系统数据详细解释了船舶的外形、说明、预期日费用、每个操作阶段的时间统计、扩展船要求。系统数据来自于现有欧洲风电场、咨询业内人士、近海油气工业活动、假设模型和其他资源。所有的系统数据依据它们的最大、最小和平均值输入模型。

9.1.3 导出数据

模型导出的数据是应用经验关联式计算出的内部阵列电缆长度、需要的变电站数和输出电缆数。模型导出数据是基于统计关联式，从当前项目结构计算得到的数据。

9.1.4 模型输出

在每个安装阶段，如基础、风力机、内部阵列电缆、输出电缆、变电站、防冲刷保护和移动，都建立成本计算模型。活动的每一个阶段都分解成必须完成的任务，以及基于系统数据和用户输入分配给每个阶段的施工时间。施工时间是基于每个单元的，用户输入和导出数据指明了安装单元的数量。对于每个阶段的安装，模型计算的预期费用为所需的时间乘以每天的成本。每天的日费用是安装船和扩展船日费用的总和。日费用和扩展船费用由用户和系统输入决定。同时，在评估中也要考虑偶发事件和天气因素。

9.2 用户数据

9.2.1 项目特征

海上风电场有许多变量进行描述，但是 4 个特殊变量，如铭牌容量、风力机容量、离港距离和离岸距离，提供了系统的第一层描述。

1. 铭牌容量

因为风力机的数量和规模决定了工作要求和船舶选择，所以风电场容量是资本成本和安装成本的主要因素。发电量与地理区域有关，风力机从风中捕获能量，然后由电缆把每个风力机连接起来。发电量和离岸距离决定了海上变电站的需求和输出电缆的数量。

2. 风力机容量

对于一个给定的系统容量，风力机单机容量决定了风力机的数量和基础类型。风力机选择、水深、土壤类型和风况决定了安装的基础要求和船舶要求。风力机容量与叶轮半径有关，半径也决定了所需的最小空间尺寸和内部阵列电缆长度。

3. 离港距离

临时工地[⊙]与风电场的距离决定了船舶在港口装载设备和材料，然后返回安装现场的时间。往返的次数与安装阶段、预组装程度、安装方法和扩展船有关系。在风力机安装中，通常是用安装船来把风力机运到在施工点。对于基础，通常是安装船留在施工点，然后扩展船来提供后勤支持。在电缆安装中，电缆敷设方式和供给位置起重要作用，离港距离不会成为影响操作活动的因素。

4. 离岸距离

离岸距离表明了输出电缆的长度，这也是决定安装成本的主要因素。岸上过渡类型和环境敏感区域会影响输出电缆路线和安装成本，但是因为实地条件未知，因此不加以考虑。

5. 内部阵列电缆长度、海上变电站的数量

内部阵列电缆长度和海上变电站的数量是与风电场发电量和离岸距离有关系。如果已经知道，它们可能由用户提供，否则，模型将从项目平均特征中推导这些参数的预期值。

9.2.2 船舶选择

用户从选择列表中，为每个安装阶段都选择一种主要的船舶。当用户选择船舶类型时，模型提供了运输速度、运输容量、安装时间、日费率和扩展船要求。在基础和风力机安装和电缆敷设中，可以采用同样的安装船，也可在不同的阶段采用不同的船舶。用户也可以通过提出自己的参数，来生产或者对现有船只进行改造。

9.2.3 安装策略

1. 基础

基础安装需考虑两种策略：自运输和驳船运输。在自运输中，安装船将在临时工地承载单桩和过渡件，然后返回施工地，开始施工。在驳船运输中，驳船运输单

⊙ 有可能有多个临时工地用以制造、装配和卸载。

桩和过渡件将从临时工地到施工现场，然后安装船将留在现场进行施工。我们不允许采用湿法（浮法）来将单桩驮运到现场，如果假设安装船先钻孔然后安装过渡件。

2. 风力机

所有的风力机部件都用安装船进行搬运，然后在现场进行组装。运输风力机的船的容量有默认值，但因为岸上组装，可以修改使容量减少。这里不考虑驳船运输。

3. 电缆

对于内部阵列电缆，最常规的安装方法采用由安装船或者专用电缆敷设船操作 ROV。我们为后者建立模型，假定内部阵列电缆被专用船进行安装。对于输出电缆，安装在单一的连续操作下进行，不要求从港口往返运输[○]。

9.2.4 校正因子

用户定义的校正因子用来增加或减少成本或活动周期，对于指定的区域或市场条件。校正因子是主观的，决定于这些很难预测的因素，包括规模经济、学习效应、项目新颖性、合同条款以及竞争水平。1.5 的校正因子代表 50% 的提升，0.5 的校正因子代表 50% 的折扣。模型校正因子的默认值是统一的。所有其他的都相等，由于缺失规模经济、舒缓的学习曲线和有限的船舶供应，我们预计小的近期的美国项目有一个大于 1 的校正因子。创新技术的应用也有可能产生一个大于 1 的校正因子。

9.3 系统数据

9.3.1 船舶说明

用户可以在选择列表中选择船舶类型，也可以创造新的方法。每一种船舶都用运输容量（可以运输基础和过渡件的数量、风力机部件的数量、电缆的吨数）、速度（kn）、预期日费率（美元/天）、安装时间（天/基础、天/过渡件、天/风力机、天/每千米电缆）范围和预期扩展船费用来进行说明。

9.3.2 预期时间

对于每一活动阶段，分配一个单元时间来执行工作。在基础和风力机安装中，单元时间由模型推导出来的，基于用户选择的船舶类型、安装策略、离港距离和系统输入的装载时间、内部阵列移动时间和安装时间。时间表示为每个基础多少小时和每台风力机多少小时。在电缆敷设中，单元时间表示为每千米安装用多少天。对于变电站和冲刷保护是一个固定的单位时间。

9.3.3 船舶日费率

每种船舶费用都与一个预期日费率相联系，这样船舶的选择决定了安装的日费率。船舶类型和安装策略决定了扩展船要求和预计扩展船日费率。

○ 高压输出电缆通过安装船从欧洲或亚洲进口。运输费用由开发商承担，通常会作为安装合同的一部分。

9.4 安装阶段计算

9.4.1 基础和风力机安装

基础和风力机在一个相似概念框架下进行成本估计，两者应用单元术语被一起进行讨论，单元或者指基础或者指风力机。对于基础，对自运输和驳船运输两种模型进行求值，如图 9.1 所示。对于风力机，只考虑自运输，驳船运输模型被抛弃，因为存在海上转移的风险[⊖]。自运输模型对于风力机和基础而言在结构上是完全相同的，不同仅仅表现在参数化。

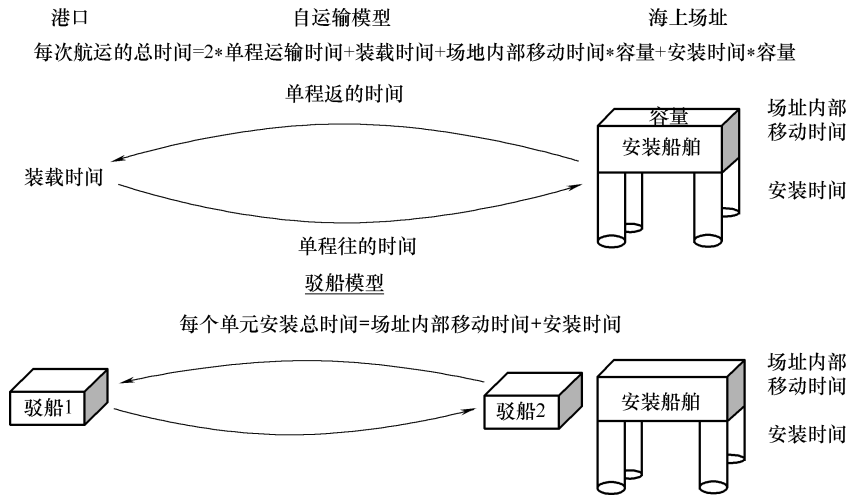


图 9.1 自运输模型和驳船模型

1. 自运输

在自运输，安装船搭载一个或多个基础或风力机的部件，把它们运输到安装现场，然后进行安装。安装开展以每次航运为前提。每次航运的总时间是往返行驶时间、装载时间、安装时间和工地内移动时间总和。当船容量被释放后，船舶回到港口进行重新装载。

整个行驶时间 (TRAVEL, h) 由船舶的平均速度 (S, kn) 和离港距离 (D, n mile) 决定。

$$\text{TRAVEL} = 2(D/S) \tag{9.1}$$

每次航运总安装时间、总装载时间、总工地内部移动时间是船舶容量和每台风力机安装时间、装载时间和场址内移动时间的函数。

⊖ 按照当前的施工惯例,风力机组件是由饲给船提供,起吊船可作为饲给船。

$$\text{INSTALL} = \text{VC} \times I \quad (9.2)$$

$$\text{LOAD} = \text{VC} \times L \quad (9.3)$$

$$\text{MOVE} = \text{VC} \times M \quad (9.4)$$

每次航运时间是式 (9.1) ~ 式 (9.4) 之和。

$$\text{TRIP} = \text{TRAVEL} + \text{LOAD} + \text{INSTALL} + \text{MOVE} \quad (9.5)$$

每次航运的总时间乘以气候校正因子 W ，得到了船舶可以运行的时间比例。 $W=1$ 表示没有天气引起的延误； $W=0.5$ 表示一半的时间不能运行。每次航运气候校正的时间是

$$\text{ADJTRIP} = \text{TRIP} \times (1/W) \quad (9.6)$$

每次航运校正后的时间除以船舶容量得到了单位单元气候校正的安装时间 (ADJUNIT, h)。

$$\text{ADJUNIT} = \text{ADJTRIP}/\text{VC} \quad (9.7)$$

ADJUNIT 与本章附录 A 的已知数据进行比较，来决定假设的合理性，也允许和船舶模型比较，但在模型中用的很少。

单元的数量 (NUMUNIT) 是通过风电场总容量 (FC, MW) 除以风力机单机容量 (TC, MW) 的计算而来。

$$\text{NUMUNIT} = \text{FC}/\text{TC} \quad (9.8)$$

航运的次数由单元数量和船舶容量决定：

$$\text{NUMTRIP} = \text{NUMUNIT}/\text{VC} \quad (9.9)$$

整个运行的安装时间由下式计算：

$$\text{INTTIME} = \text{ADJTRIP} \times \text{NUMTRIP} \quad (9.10)$$

因为项目的总成本由整个安装时间和日费率决定，所以整个日成本 (TDC, 美元) 是船舶日费率 (VDR, 美元) 和扩展船日费率 (SDR, 美元) 的和。

$$\text{TDC} = \text{SDR} + \text{VDR} \quad (9.11)$$

扩展船和船舶的日费率决定于系统输入和用户选择的船舶类型以及安装方法 (在这种情况下，可以选择自航式)。总成本是规范成天数的安装时间乘以式 (9.11)。

$$\text{COST} = \text{INTTIME}/24 \times \text{TDC} \quad (9.12)$$

如果需要，成本可以乘以校正因子，来反映在模型框架中没有反映的特定地点和特定时间变化 (比如，合同类型和竞争以及技术)。

表 9.1 汇总了模型参数的简写以及单位；表 9.2 给出了一个例子的参数化和计算步骤。表 9.2 中的参数化是假设的。在这种情况下，安装 4 台风力机的总时间接近 600h (25 天)，整个的成本接近 7500 万美元。

2. 驳船

表 9.3 中描述了驳船模型的计算步骤。在驳船方法中，假设安装船永远用来供

给单元,因而没有因为扩展船受限而导致停工检修[⊙]。因为主安装船不来回往返港口,不需要行驶时间 (TRAVEL) 和装载时间 (LOAD), 所以模型从计算航运时间转化为每个单位时间。

每个单元花费时间 (UNIT, h) 是整个安装单元的时间 (I , h) 和移动到另一个施工地的时间 (M , h) 的总和。

$$\text{UNIT} = I + M \quad (9.13)$$

每个单元的气候校正时间是由式 (9.13) 除以 W :

$$\text{ADJUNIT} = \text{UNIT} \times (1/W) \quad (9.14)$$

整个安装时间是每个单元的气候校正时间和单元数的乘积。

$$\text{INTTIME} = \text{ADJUNIT} \times \text{NUMUNIT} \quad (9.15)$$

和以前类似, 整个成本由时间和日成本决定:

$$\text{COST} = \text{INTTIME}/24 \times \text{TDC} \quad (9.16)$$

表 9.1 风力机和基础安装模型中术语定义

变 量 名 字	变量 类型	模 型	描述 (单位)	值
D	用户	ST	离港距离 (n mile)	
FC	用户	ST, B	风电场容量 (MW)	
TC	用户	ST, B	机组容量 (MW)	
VC	系统	ST	船舶容量 (单元数量)	
LOAD	系统	ST	每次航运装载时间 (h)	
M	系统	ST, B	每个单元的内部阵列移动时间 (h)	
S	系统	ST, B	船舶速度 (kn)	
I	系统	ST, B	每个单元的安装时间 (h)	
L	系统	ST	每个单元的装载时间 (h)	
W	系统	ST, B	天气校正因子 (%)	
VDR	系统	ST, B	主安装船舶日费率 (美元/天)	
SDR	系统	ST, B	总扩展船舶日费率 (美元/天)	
TDC	计算	ST, B	每日总费用 (美元)	$\text{VDR} + \text{SDR}$
INSTALL	计算	ST	每次航运的安装时间 (h)	$\text{VC} * I$
MOVE	计算	ST	每次航运的内部阵列移动时间 (h)	$\text{VC} * M$
TRAVEL	计算	ST	每次航运的行驶时间 (h)	$2 * (D/S)$
TRIP	计算	ST	每次航运的总时间 (h)	$\text{TRAVEL} + \text{LOAD} + \text{INSTALL} + \text{MOVE}$
ADJTRIP	计算	ST	每次航运的天气校正时间 (h)	TRIP/W
NUMUNIT	计算	ST, B	风电场的单元数	FC/TC
NUMTRIP	计算	ST	需要航运次数	$\text{NUMUNIT}/\text{VC}$

⊙ 只要扩展船足够,假设是客观的。

(续)

变量名字	变量类型	模 型	描述 (单位)	值
INTTIME	计算	ST	整个风场的安装时间 (h)	ADJTRIP * NUMTRIP
COST	计算	ST, B	安装的总成本 (美元)	(INTTIME/24) * TDC
UNIT	计算	B	安装一个单元和移动到下一个单元的总时间 (h)	$I + M$
ADJUNIT	计算	ST, B	安装一个单元和移动的天气校正时间 (h)	UNIT/ W , (B) 或 ADJTRIP/ VC , (ST)
INTTIME	计算	B	整个风电场的安装时间 (h)	ADJUNIT * NUMUNIT

注：ST 代表自运输模型；B 代表驳船模型。

表 9.2 参数化案例和自运输模型计算步骤

参 数	步 骤	计 算 方 法	案 例
$L = 3\text{h}$ $I = 96\text{h}$ $M = 8\text{h}$ $VC = 4$ $W = 75\%$ $S = 10\text{kn}$ $D = 100\text{n mile}$ $VDR =$ 100000 美元 $SDR = 2000$ 美元 $FC = 300\text{MW}$ $TC = 3\text{MW}$	决定每次航 运的行驶时间	$\text{TRAVEL} = 2 \left(\frac{D}{S} \right)$	$\text{TRAVEL} = 2 \times \frac{100}{10}\text{h} = 20\text{h}$
	决定每次航 运的安装时间	$\text{INSTALL} = VC \times I$	$\text{INSTALL} = 96 \times 4\text{h} = 384\text{h}$
	决定每次航 运的移动时间	$\text{MOVE} = VC \times M$	$\text{MOVE} = 8 \times 4\text{h} = 32\text{h}$
	决定每次航 运的装载时间	$\text{LOAD} = VC \times L$	$\text{LOAD} = 3 \times 4\text{h} = 12\text{h}$
	决定每次航 运的总时间	$\text{TRIP} = \text{TRAVEL} + \text{LOAD} + \text{IN-STALL} + \text{MOVE}$	$\text{TRIP} = (12 + 20 + 384 + 32)\text{h} = 448\text{h}$
	进 行 天 气 校正	$\text{ADJTRIP} = \text{TRIP} \times \left(\frac{1}{W} \right)$	$\text{ADJTRIP} = \frac{448}{0.75}\text{h} = 597.3\text{h}$
	决定所需单 元数量	$\text{NUMUNIT} = \frac{FC}{TC}$	$\text{NUMUNIT} = \frac{300}{3} = 100$
	决定所需的 航运次数	$\text{NUMTRIP} = \frac{\text{NUMUNIT}}{VC}$	$\text{NUMTRIP} = \frac{100}{4} = 25$
	决定所需要 的总时间	$\text{INTTIME} = \text{ADJTRIP} \times \text{NUMTRIP}$	$\text{INTTIME} = 597.3 \times 25\text{h} = 14933\text{h}$
	决定每天的 费用	$\text{TDC} = \text{SDR} + \text{VDR}$	$\text{TDC} = (20000 + 100000)\text{美元} = 120000\text{美元}$
	决定总成本	$\text{COST} = \frac{\text{INTTIME}}{24} \times \text{TDC}$	$\text{COST} = \frac{14933}{24} \times 120000\text{美元} = 74665000\text{美元}$

表 9.3 参数化案例和驳船模型计算步骤

参 数	步 骤	计 算 方 法	案 例
$I = 96\text{h}$ $M = 8\text{h}$ $W = 75\%$ $VDR = 100000$ 美元 $SDR = 20000$ 美元 $FC = 300\text{MW}$ $TC = 3\text{MW}$	决定每个单元的总时间	$UNIT = I + M$	$UNIT = (96 + 8) \text{ h} = 104\text{h}$
	天气因子进行校正	$ADJUNIT = UNIT \times \left(\frac{1}{W} \right)$	$ADJUNIT = \frac{104}{0.75} \text{ h} = 138.6\text{h}$
	确定所需要的单元数	$NUMUNIT = \frac{FC}{TC}$	$NUMUNIT = \frac{300}{3} \text{ h} = 100\text{h}$
	决定所需的总时间数	$INTTIME = ADJTRIP \times NUMTRIP$	$INTTIME = 138.6 \times 100\text{h} = 13860\text{h}$
	决定每天的费用	$TDC = SDR + UDR = 120000$ 美元	$TDC = (20000 + 100000) \text{ 美元} = 120000 \text{ 美元}$
	决定总成本	$COST = \frac{INTTIME}{24} \times TDC$	$COST = \frac{13860}{24} \times 120000 \text{ 美元} = 69300000 \text{ 美元}$

9.4.2 电缆安装

1. 内部阵列电缆安装

内部阵列电缆安装成本 (ARRAYCOST, 美元) 由船舶日费率 (ARRAYDR, 美元) 和需要的时间[⊖] (ARRAYTIME, 天) 决定:

$$ARRAYCOST = ARRAYDR \times ARRAYTIME \quad (9.17)$$

ARRAYTIME 由电缆长度 (ARRAYLENGTH, km) 除以日安装率 (ARRAYRATE, km/天):

$$ARRAYTIME = ARRAYLENGTH / ARRAYRATE \quad (9.18)$$

内部阵列电缆长度由不同经验公式决定, 这些经验公式与叶轮半径和其他变量有关。这里采用的关联式由安装好的欧洲风电场建立起来, 用安装风电场容量来描述电缆长度:

$$ARRAYLENGTH = 0.00067(FC)^2 + 14.6 \quad (9.19)$$

2. 输出电缆

输出电缆安装费用 (EXPORTCOST, 美元) 是安装时间 (EXPORTTIME, 天) 和船舶日费率 (EXPORTDR, 美元) 的函数:

$$EXPORTCOST = EXPORTTIME \times EXPORTDR \quad (9.20)$$

EXPORTTIME 由电缆长度 (EXPORTLENGTH, km) 和日安装率 (EXPOR-

⊖ 安装时间模型中没有考虑运输时间, 因为参数化的数据已经包含运输时间。如果模型添加运输时间, 就会重复计算。

TRATE, km/天) 决定:

$$\text{EXPORTTIME} = \text{EXPORTLENGTH} / \text{EXPORTRATE} \quad (9.21)$$

9.4.3 变电站安装

变电站安装由基础安装和顶端安装两部分构成。我们假设导管架基础将被运到施工现场, 采用重型起吊船来安装。钻孔操作确保导管架接入海床, 该操作花费了导管架安装的主要时间。钻孔时间决定于土壤类型和埋藏深度, 钻孔的深度和厚度, 以及钻孔数量。对于顶部安装, 假设重型起吊船工作 3 天 (见第 5 章, 5.5 节)。那么整个基础和顶部安装费用的和为总费用。

9.4.4 防冲刷保护

防冲刷保护由驳船和拖船安装, 往返于风力机安装现场和港口。每次航运的总时间数由装载岩石时间、行驶时间、安装 (倾倒) 时间组成。内部阵列的移动时间被忽略。整个防冲刷保护的吨位数 (TSR, t) 为每个单元冲刷保护吨数 (SPU, t) 乘以单元数 (NUMUNIT):

$$\text{TSR} = \text{SPU} \times \text{NUMUNIT} \quad (9.22)$$

航运次数 (SCOURNUMTRIP) 为整个防冲刷吨位数 [见式 (9.22)] 除以船舶容量 (SCOURVC, t):

$$\text{SCOURNUMTRIP} = \text{TSR} / \text{SCOURVC} \quad (9.23)$$

9.4.5 移动

由于施工移动距离在项目后期规划阶段是不可能知道的, 移动成本模型不容易建立, 因此用户不能很有信心地去指定一个值。建议的默认值是 1000n mile。在两者中的任何一种情况下, 基于具体类型船舶的平均移动成本的统一费率, 加入总成本中。我们假设在项目完工后, 船舶返回港口, 移动成本和退场成本相等。在大部分情况下, 扩展船就地供给, 因此假设不需要准备成本。

9.5 参数化建模

9.5.1 船舶数据

有三种类型的船舶可用, 分别为起吊船、自升式驳船和自航式安装船 (SPIV)。在表 9.4 中, 基于第 6、7 章的分析, 给出了安装船的参数。当已经选择好安装船, 那么船舶的速度、容量和日费率都被输入模型。对于速度和容量, 预计值为范围的平均值。表 9.5 总结了扩展船费用和成本值。拖船、驳船和海员船的日费率分别为 10000 美元/天、1750 美元/天和 3500 美元/天。扩展船的日费率由于船舶的数量变化, 所以没有给出范围。对于基础和风力机安装, 扩展船的费用预计不会有很大变化。

表 9.4 风力机和基础安装船舶参数

船舶类型	速度/kn	基础容量	风力机容量	日费率范围/(美元/天)	预计日费率/(美元/天)
起吊船	4 ~ 6	0	1 ~ 2	12500 ~ 75000	35400
自升式驳船	4 ~ 8	2 ~ 4	2 ~ 6	25000 ~ 150000	64200
SPIV	8 ~ 12	4 ~ 8	6 ~ 8	60000 ~ 300000	134300

表 9.5 船舶类型和输送系统的总扩展船日费率

船 舶	输 送 系 统	船 舶 数 量			总 日 费 率		
		拖船	驳船	海员艇	最小值	最大值	平均值
SPIV	驳船	2 ~ 3	2 ~ 3	2 ~ 4	18500	30250	24375
SPIV	自运输	0	0	1 ~ 3	2500	7500	5000
自升式船舶	驳船	3 ~ 4	2 ~ 3	2 ~ 4	23500	35250	29375
自升式船舶	自运输	1 ~ 2	0	1 ~ 3	7500	17500	12500
起吊船	驳船	2 ~ 3	2 ~ 3	2 ~ 4	18500	30250	24375
起吊船	自运输	0 ~ 1	0	1 ~ 3	2500	12500	7500

注：拖船、驳船和海员艇的每天的费用分别假定为 10000 美元、1750 美元和 3500 美元。

9.5.2 基础

表 9.6 给出了系统输入的平均值和范围，包括装载时间、安装时间、工地内移动时间和气候校正时间。在基础参数化中的最大单一时间变量是安装时间。安装时间包含了钻孔时间、在单桩安装过渡件的时间、灌浆的时间。

钻孔时间是基于工业时间表，钻孔深度与具体场址有关，决定于水深、土壤类型、载荷要求和环境条件。大部分孔钻入海床 80 ~ 150ft。对于 150 ~ 200in（4 ~ 5m）直径、1.5 ~ 3in（4 ~ 8cm）壁厚，钻孔以 0.2 ~ 0.4h/ft 的速度进行。整个钻孔时间范围为 16 ~ 60h。也必须有固定过渡件和灌浆的时间。在绝大多数合理的情况下，整个安装时间为 36 ~ 96h。然而，壁厚、孔径及钻孔深度部分由风力机容量决定，对于小容量风力机，采用短安装时间来参数化；对于大容量风力机，采用长安装时间来参数化，如表 9.7 所示。本章附录 A 给出了参数化方法。

表 9.6 影响基础安装时间的因数参数化范围

模 型	装 载 时 间/ L/h	安 装 时 间 I/h	移 动 时 间 M/h	天 气 校 正 因 子 W (%)
自航式	2 ~ 4 (3)	36 ~ 96 (72)	4 ~ 8 (6)	75 ~ 95 (90)
驳船	NA	36 ~ 96 (72)	NA	75 ~ 95 (90)

表 9.7 以风力机容量为函数的基础安装时间

风力机容量/MW	安装时间范围 I/h	预计值 I/h
2.5	36 ~ 48	40
3	36 ~ 72	54
3.6	48 ~ 72	60
4	72 ~ 96	84
5	96	96

9.5.3 风力机

表 9.8 所示为系统输入的装载时间、安装时间、工地移动时间、风力机校正时间。安装时间和船舶容量随风力机电力容量变化，增加风力机容量可以减少风力机数量，这样可以减少每次航运的风力机数量，可以增加所需的起吊机数量。风力机尺寸、安装时间和船舶选择之间的相互关系如表 9.9 所示。基于船舶尺寸和起重机容量，更大更贵的船舶将被采用来安装风力机，这样可以减少安装船的数量和安装时间。我们假设一个自航式安装船（SPIV）安装一台风力机需要的时间是起吊船的一半，带有自升式驳船的安装时间近似为两者的中间值[⊖]。

表 9.8 影响风力机安装时间因素的参数化范围

模 型	装 载 时 间/ L/h	安 装 时 间 I/h	移 动 时 间 M/h	天气校正因子 W (%)
自运输	2 ~ 6 (4)	36 ~ 120 (72)	4 ~ 8 (6)	75 ~ 90 (85)

表 9.9 按容量和船舶类型划分的风力机安装时间

风力机容量/MW	船 舶 类 型	安装时间 I/h	预估值 I/h
2.5 ~ 3	LB	72 ~ 96	84
	JU	48 ~ 72	60
	SPIV	36 ~ 48	42
3 ~ 4	LB	96 ~ 120	108
	JU	60 ~ 96	72
	SPIV	48 ~ 60	54
4 ~ 5	LB	NA	NA
	JU	72 ~ 120	96
	SPIV	60 ~ 96	72

9.5.4 电缆

1. 内部阵列电缆

内部阵列电缆被假设或者通过动态定位的自航式船舶进行安装，或者通过一个

⊖ 随着项目和船舶数量的增加,不同级别船舶安装速度的数据可用来测试这种假设。

驳船拖动系统进行安装。一个中等尺寸船舶,如改造的海上供给船或驳船拖动船预期的日费率为25000美元/天,然而一个大型船舶预期的日费率为75000美元/天。没有额外的信息关于船舶类型,模型假设预计日费率为50000美元/天。来源于海上项目的安装率数据指出了敷设率为0.3km/天,范围是0.15~0.6km/天。

2. 输出电缆

高压输出电缆较重,需要一个大型船舶,船舶上还装配了高容量的转轮。这些船舶预期成本为125000美元/天,幅度范围为75000~175000美元/天。输出电缆的经验数据为0.2~1.4km/天,安装高压电缆的成本是178571美元/km^①。对于中高压输出电缆,安装时间没有变化,但是预期日费率将降低。表9.10中列出了现有风电场中采用输出电缆数量。电缆长度通过离岸距离来估计,然而这是一个比较低的极限值,因为存在潜在的需求去避开敏感区域,或者去连接岸上的基础设施。

表 9.10 依据离岸距离和发电容量给出的输出电缆数量和变电站数量

	距离/km	容量/MW			
		< 100	100 ~ 200	200 ~ 300	> 300
输出电缆	≤10	2 *	1 ~ 3 *	1	2
	11 ~ 20	1	1	1	2
	21 ~ 30	1	1	1	2
	> 30	1	1	2	2
变电站	≤10	0	0 ~ 1	1	1
	11 ~ 20	1	1	1	2
	21 ~ 30	1	1	1	2
	> 30	1	1	1	2

注: * 为中高压电缆。

9.5.5 变电站

变电站的基础是被驳船运到现场。因此,安装时间就是简单的安置导管架和钻孔以及灌浆的时间。钻孔预计是0.02~0.05h/ft的速度,假如孔径是18~48in,壁厚为1~2in。钻4~6个孔,每个孔都是在海床以下100~150ft,整体需要花费8~45h,包括了船舶在每个孔的定位时间,预计总的定位时间为8h。大部分浅水导管架重量为500~1500t,需要接近20h运到施工地。整个基础安装时间预计为1.5~3天。变电站顶端估计需要3天时间去安装。

我们假设一个重型起吊船用来安装基础和起吊顶端。对于起重低于1000t的重型起吊船预计日费率为80000美元/天,范围为50000~115000美元/天;对于高于

① 这与其他预计较为相符。最近,De Alegria 等^[2]估测高压电缆容量的安装成本为100000欧元/km(2009年美元换算约为134000美元/km)。其他的估测范围为200000~750000美元/km^[3-5]。

1000t 的重型起吊船的日费率为 150000 美元/天，范围为 140000 ~ 500000 美元/天。对于不知道起吊重量的，预计费用为 100000 美元/天。此外，扩展船包含了三个拖船、一个驳船和一个船员船，每天需要 19200 美元。根据离岸距离和风电场容量，变电站的数量通过表 9.10 进行估计。

9.5.6 防冲刷保护

防冲刷保护与具体地点相关。在一些情况下，不需要防冲刷保护；然而，在其他的地方，保护的数量随着沉淀物和水流条件进行变化。当需要时，每台风力机的防冲刷保护的总质量预计接近 1250t，变化范围为 1000 ~ 1500t^[7]。我们假设一个拖船和泥舱船速度为 4kn，容量为 1250t，每天的租赁费用为 8000 美元，每次航运卸载需要 4h，装载需要 12h。

9.5.7 移动

移动成本取决于施工的距离、船舶类型和船舶日费率。用户可从表 9.11 中选择任何的移动费用，或者选择默认的 1000n mile。如果日费率不是预期日费率，那么移动成本将被按比例校正。

表 9.11 安装移动距离和船舶类型给出的移动成本范围

距离/n mile	起吊船		自升式驳船		自航式船舶		重型起吊船	
	预计值	范 围	预计值	范 围	预计值	范 围	预计值	范 围
250	129	104 ~ 177	504	205 ~ 801	192	151 ~ 234	273	269 ~ 276
500	246	171 ~ 353	698	335 ~ 1073	385	302 ~ 467	522	476 ~ 549
1000	479	304 ~ 707	1086	595 ~ 1618	769	604 ~ 934	1018	877 ~ 1098
1500	712	437 ~ 1060	1473	855 ~ 2162	1154	907 ~ 1402	1515	1278 ~ 1647
2000	1061	570 ~ 1413	1861	1115 ~ 2707	1539	1209 ~ 1869	2011	1679 ~ 2196

9.6 假设案例

9.6.1 设置

我们描述的模型采用了假设有 300MW 的风电场，有 83 台单机容量为 3.6MW 的风力机，离港距离为 100n mile（185km），离岸距离为 10n mile（19km）。安装船不必进行比较。船舶日费率固定在预期值，成本估计在每一个安装阶段进行描述。

9.6.2 部件成本

表 9.12 汇总了从基础到风力机安装的成本估计范围。自升式平台和 SPIV 应用驳船和自运输模型。在每种情况下，船舶速度、容量、日费率和扩展船日费率的预期值将被采用。基础成本在驳船和自航式模型中相近，但随船舶类型发生变

化，自升式驳船比 SPIV 的费用少了很多。在模型类型和船舶类型中，最低预期成本约为最大成本的 60%，这暗示着活动工期的变化会引起成本上极大的不确定性。

一个 300MW 的风电场预期需要近 75km 的内部阵列电缆，其 19km 的离岸距离预期需要一个输出电缆和变电站，如表 9.10 所示。对于内部阵列电缆，船舶的日费率是常数，为 50000 美元/天；输出电缆的日费率为 125000 美元/天。考虑这些条件，表 9.13 给出了不同敷设速度的电缆安装的估计成本。内部阵列电缆的成本高于输出电缆，两种电缆的安装费用与风力机或者基础安装成本都不同。变电站安装和防冲刷保护成本相对总成本而言是很小的一部分。

表 9.12 假设 300MW 风电场——基础和风力机安装成本

模型	船 舶 类 型	装载时间 <i>L</i> /h	安装时间 <i>I</i> /h	移动时间 <i>M</i> /h	天气因子 <i>W</i> （%）	成本/ 百万美元	
基础	驳船	JU	NA	48	6	90	23. 8
		JU	NA	60	6	90	29. 0
		JU	NA	72	8	75	42. 3
		SPIV	NA	48	6	90	36. 3
		SPIV	NA	60	6	90	44. 4
		SPIV	NA	72	8	75	64. 5
	自运输	JU	3	48	6	90	21. 0
		JU	3	60	6	90	25. 0
		JU	4	72	8	75	35. 6
		SPIV	2	48	6	90	31. 2
		SPIV	3	60	6	90	37. 7
		SPIV	3	72	8	75	54. 5
风力机	自运输	LB	2	96	4	90	23. 4
		JU	2	60	4	90	24. 2
		SPIV	2	48	4	90	30. 1
		LB	4	108	6	85	27. 8
	自运输	JU	4	72	6	85	30. 8
		SPIV	4	54	6	85	36. 6
		LB	6	120	8	75	34. 8
		JU	6	96	8	75	45. 4
		SPIV	6	60	8	75	46. 9

表 9.13 假设的 300MW 风电场——电缆、变电站、防冲刷保护费用

组件	参数化	铺设率 /(km/天)	日费率 /(美元/天)	距离/km	成本 /百万美元
内部阵列电缆 输出电缆	最小值	0.6	50000	74.9	6.2
	预计值	0.3	50000	74.9	12.5
	最大值	0.15	50000	74.9	24.0
	最小值	1.4	125000	37	3.3
	预计值	0.7	125000	37	6.6
	最大值	0.2	125000	37	23.1
		周期 /天	日费率 /(美元/天)	扩展费用 /(美元/天)	成本 /百万美元
变电站	最小值	4.2	80000	19200	0.42
	预计值	5.0	100000	19200	0.60
	最大值	5.7	150000	19200	0.96
		数量	日费率 /(美元/天)	航运时间 /天	成本 /百万美元
冲刷保护	最小值	69	8000	2.75	1.5
	预计值	83	8000	2.75	1.8
	最大值	104	8000	2.75	2.3

表 9.14 假设的 300MW 风电场——总成本

	参数化	基础	风力机	内部阵列	输出	变电站	冲刷	移动	总成本
成本 /百万美元	最小值	23.8	30.1	6.2	3.3	0.4	1.5	2.9	68.2
	预计值	29.0	36.6	12.5	6.6	0.6	1.8	2.9	90
	最大值	42.3	46.9	25.0	23.1	1.0	2.3	2.9	143.5
百分比 (%)	最小值	34.9	44.1	9.1	4.8	0.6	2.2	4.3	100
	预计值	32.2	40.7	13.9	7.3	0.7	2.0	3.2	100
	最大值	29.5	32.7	17.4	16.1	0.7	1.6	2.0	100

9.6.3 总成本

表 9.14 给出了组件预期成本和总成本估计值，每一阶段成本占总成本的比例。对于一个在 2012 ~ 2017 年建设的 300MW 风电场，它的总成本约为 13 亿美元（预计 450 万美元/MW），安装成本相对于总成本而言是很小的一部分，预计接近 7%，最大接近 11%。

9.6.4 敏感性分析

自航式模型的敏感性随着风电场容量、离港距离、风力机容量、安装时间和日费率的变化如图 9.2 ~ 图 9.4 所示。参数设置在预期值，而不是变化的，成本仅仅代表了风力机安装的自航式模型的输出。

模型随风电场容量、日费率、安装时间、离港距离成线性变化，但随风力机容量成非线性变化。风电场容量每增加 1MW，安装成本增加接近 132000 美元；离港距离每增加 1n mile，成本增加 16000 美元；日费率每增加 1000 美元，成本增加 283000 美元；每台风力机的安装时间每增加 1h，项目成本增加 569000 美元。容量和成本的线性关系意味着在风电场容量中不存在规模经济效益，但是图 9.3 表明随风力机容量的增加产生重要的经济效应。图 9.4 描述了自航式模型的敏感性随日费率和安装时间的变化。

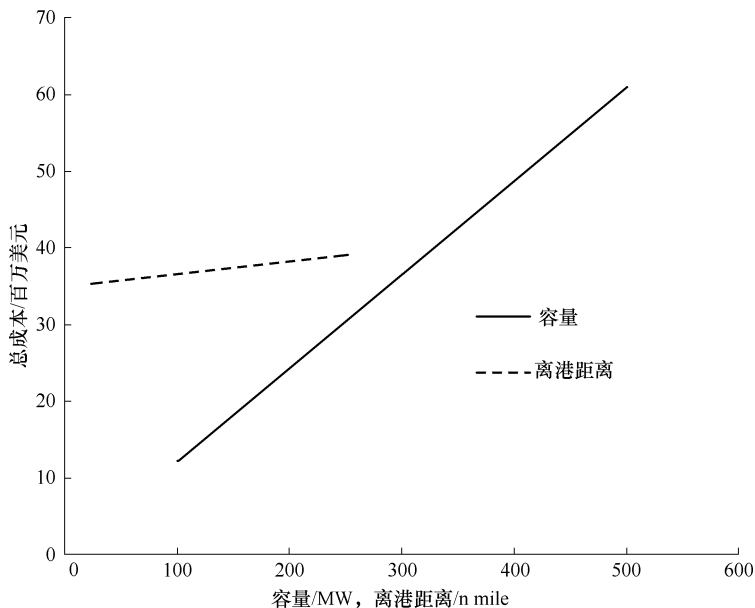


图 9.2 自运输模型的敏感性随容量和离港距离的变化

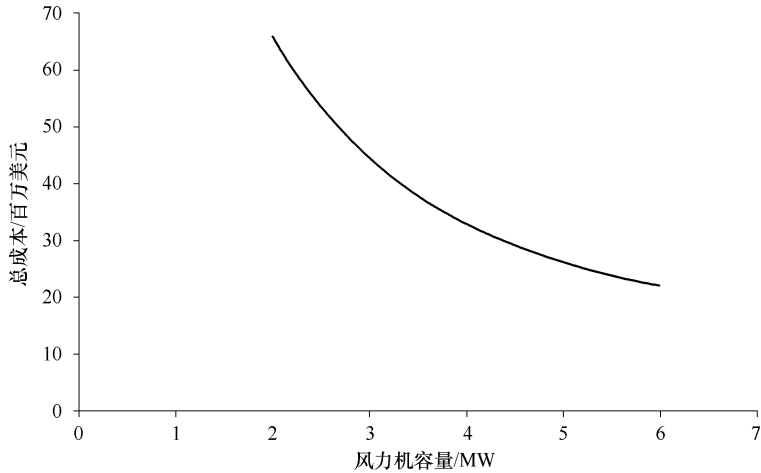


图 9.3 自运输模型的敏感性随风力机容量的变化

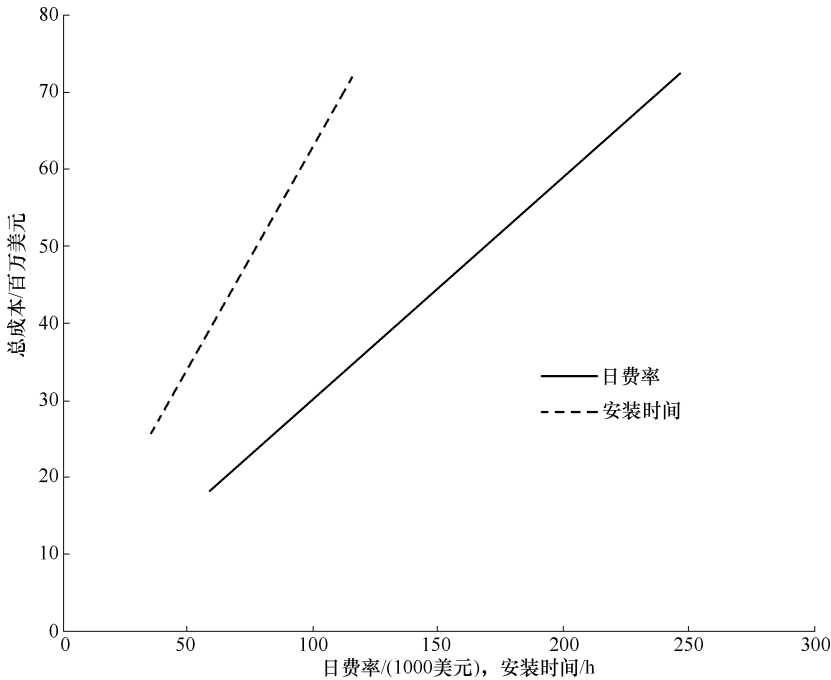


图 9.4 自航式模型的敏感性随日费率和安装时间的变化

9.7 提议的美国项目

9.7.1 Cape Wind: 马萨诸塞州

Cape Wind 项目是一个在科德角南边提议的海上项目，也可能成为美国第一批建设的海上风电项目之一。美国内政局已经为项目开发给予了注册审批，但在 2011 年 12 月建设活动还没有开始。考虑到 Cape Wind 项目需要详细的参数化，为 Cape Wind 项目准备了一份详细的环境影响评价。

Cape Wind 项目的场址离陆地接近 6n mile，使用了 130 台，单桩基础的 3.6MW 风力机，整个铭牌容量为 468MW。采用驳船的方法，基础用自升式驳船进行了安装。风力机安装采用 SPIV。罗得岛州的昆士特角是制定的港口，与提议的场址接近 60n mile。

EIS 包含了超过模型用户输入的额外信息。EIS 描述了风力机安装预计每个单元花费 30 ~ 40h（安装时间加上内部整列移动时间），也指出预计每次航运 SPIV 将运 6 ~ 8 台风力机（包括过渡件）。安装单桩基础的时间难以肯定，但是开发商指出采用两艘自升式驳船安装单桩基础，将超过 8 个月周期。这给出了 480 天的总时间，每个单桩基础的安装时间（安装时间加上内部阵列移动时间）接近 3.7 天（89h）。4 ~ 6 艘扩展船预计支撑基础安装。

对于电缆安装，EIS 估计内部阵列电缆需要 430 天，输出电缆需要 19 天。根据参数化模型，我们预计用 537 天来安装内部阵列电缆，14 天用来安装输出电缆，但是我们采用 EIS 的数据。Cape Wind 工程师估计安装变电站要 30 天，但是我们怀疑这一数据包含了许多完善工作，如手扶梯的焊接、电力链接等，这些在重型起吊船中是不要求的。因此，我们采用了模型的变电站安装时间。对于防冲刷保护，EIS 估计每台风力机需要 3 天。需要准备一艘 SPIV、两个自升式平台、一艘重型起吊船。

表 9.15 给出了需要用户输入和从 EIS 额外输入的参数。不是所有的条目都是完整的，因为不是每一个阶段都要用到所有的参数。表 9.15 给出了两个输出成本，一个应用了 EIS 输入值，另一个采用了默认值。对于两个输出值，应用预计的安装船舶日费率来决定评估成本，将所有与时间相关的项目设为常数，通过从最小到最大值安装船舶日费率变化来发现成本变化范围。因此，如果时间变量和日费率允许变化，最大和最小值变化范围与它们前面的预计值不相同。

用 EIS 推导的输入项从模型获得总成本与用默认输入值获得的值非常匹配。基于 EIS 的参数化输出成本在 6800 万 ~ 22200 万美元之间变化。这些值与模型的默认值相比稍低，默认值为 7400 万 ~ 25400 万美元，预计是 13600 万美元。两个模型的最大差别是风力机的安装成本。基础和风力机安装成本预计是总成本的 70% ~

80%，内部阵列电缆成本占总成本的 15% ~ 19%。如果 Cape Wind 以资本成本为 450 万美元/MW 进行开发，那么开发成本接近 21 亿美元。对于这个单元成本，安装花费是资本成本的 3% ~ 11%。

表 9.15 Cape Wind 的模型参数和成本评估输出

		基础	风力机	内部阵列	输出电缆	变电站	防冲刷	移动	总计
用户输入	离港距离/n mile		60				60		
	离岸距离/n mile				6				
	风力机容量/MW	3.6	3.6				3.6		
	风电场容量/MW	468	468	468			468		
	船舶类型	JU	SPIV						
	运输系统	B	ST						
系统输入	扩展尺寸	最小值	预计值						
	安装时间/(h/机组)	84	31						
	安装时间/天			430	19		390		
	船舶容量		7						
	移动时间/h	5	4						
输出/百万美元	预计成本	56.0	33.6	21.5	2.4	0.6	3.1	4.0	121.2
	最大成本	102.0	72.9	32.3	3.3	1.0	3.1	7.3	221.9
	最小成本	35.0	15.9	10.8	1.4	0.4	3.1	1.5	68.1
默认值/百万美元	预计成本	45.3	56.1	26.9	1.9	0.6	1.4	4.0	136.2
	最大成本	79.4	121.9	40.3	2.7	1.0	1.7	7.3	254.3
	最小成本	29.7	26.6	13.4	1.2	0.4	1.1	1.5	73.9

9.7.2 Bluewater Wind：特拉华州

Bluewater Wind 项目计划建立一个 450MW 的风电场，离特拉华州海岸 13n mile。自 2011 年 12 月起，Bluewater Wind 项目等待注册审批和财政资助。项目开发最初的规划是采用 3MW 风力机、两个变电站和 4 个输出电缆^[9,10]。没有发布关于船舶类型、供给测量和港口位置等信息，但是 Bluewater Wind 努力去确保财政来建造自己的 SPIV^[11]，我们认为对于基础和风力机安装优先选择 SPIV。项目将采用威明顿市的港口设施，离场址约 100n mile，采用驳船的方法来运输基础。所有的时间参数设置成它们的预计值，日费率在它们的最大值和最小值之间进行变化。

表 9.16 给出了模型输出。模型输出安装成本为 8400 万 ~ 32900 万美元，预计成本为 16600 万美元。基础和风力机安装预计占总成本的 78% ~ 85%，内部阵列预计占总成本的 11% ~ 15%。采用的资本花费为 450 万美元/MW，则安装成本占总成本接近 8%。

表 9.16 Bluewater Wind 和 Coastal Point 风电场的安装成本评估

	Bluewater Wind (特拉华)			Coastal Point (加尔维斯顿)		
	预计值	最大值	最小值	预计值	最大值	最小值
基础	66.1	135.2	35.2	7.6	12.7	4.7
风力机	65.1	142.2	30.3	12.2	23.5	5.7
内部阵列电缆	25	37.6	12.5	4.9	7.4	2.5
输出电缆	4.3	6	2.6	2.6	3.7	1.6
变电站	1.2	2	0.8	0.6	1	0.4
防冲刷	2.1	2.5	1.6	0	0	0
移动	1.8	3.6	0.5	0	0	0
总计	165.6	329.1	83.5	27.9	48.3	14.9

9.7.3 Coastal Point Energy, 加尔维斯顿, 得克萨斯州

加尔维斯顿海上风电项目是 Coastal Point Energy (早先的 WEST) 开发的, 计划是在得克萨斯州水域, 离岸 8n mile。风电场设计为 65 台 2.5MW 风力机, 总装机容量为 150MW。在开发计划中指明采用三脚架基础。Coastal Point 项目也指出, 他们将采用一个 500t 位吊装能力的吊装船来安装。公共文档指出开发商希望每个基础花费 1.5 天的时间, 与小容量风力机安装模型的估计一致。我们假定驳船方法用于基础运输, 不需要移动成本, 因为起吊船和重型起吊船在墨西哥湾非常常见。我们也假定不需要防冲刷保护, 因为基础的自然特性。

表 9.16 给出了模型的输出, 结果与开发商给出的预计值吻合良好^[12]。开发商估计基础和风力机安装成本为 2450 万美元, 模型输出的预计成本为 1980 万美元。开发商估计总的资本成本为 36000 万美元, 平均为 240 万美元/MW。如果为 240 万美元/MW, 那么是总成本的 8%; 如果为 450 万美元/MW, 那么是总成本的 7%。然而, 预计成本假设船舶的日费率与现有大型起吊船的日费率相似。Coastal Point 项目已经指出, 他们将建设一个更大的起吊船, 这导致成本与参数化最大值更加相似^[13]。

9.8 模型限制

美国的海上风电项目还没有很好地发展到建设阶段, 因此基于实际项目的经验分析不能被执行。为了评估风电场的安装成本, 有必要基于任务条款和预期执行时间及所需的船舶来建立模型。很多因素和事件对风电场建设造成影响, 通过选择小的变量集, 只可以确定部分的系统复杂性。无论如何, 希望选择足够的变量来描述系统, 并可以代表不可观测变量的影响。

在工作要求期间以及日费率中存在不确定性，对于将来任意给定的项目是否都能准确地预测数据的能力也存在不确定性。在模型中所有因素都取决于这些变量，通过计算这些不确定性也在传播，广泛的费用安排最终影响了它们的适用性。

船舶费用以日费率合同为基准，这里开发商承受建设和财政风险。在最早期的欧洲风电场安装中，“交钥匙”合同将风险转嫁给承包商，导致了更高的日费率。在美国，没有标准的合同模型，在这次分析中，没有尝试对风险进行估价。结果，预计日费率将低估成本。

模型中不包括输出电缆敷设船的移动成本。电缆敷设船经常在工厂进行装载，因为在美国没有海底 HVAC 电缆工厂，所以需要船只只在欧洲进行装载电缆。运输费用是在系统边界之外，没有包含在我们的成本分析中，因此输出电缆船的移动费用没有考虑。然而，这些费用很高，在 200 万 ~ 1000 万美元。

对采用 2 ~ 3MW 风力机，在 2000 ~ 2010 年安装的单桩基础的商业工程项目进行了建模和参数化。对美国的示范工程（<20MW）、预商业项目（20 ~ 100MW）进行建模或非单桩基础工程，需要再参数化。将来，美国的项目可能采用 3.6 ~ 5MW 风力机，如果船舶和安装时间改变，或者在现有实践以外建立了比较新的技术和结构，也需要对模型进行再参数化。

目前，因为在美国水域还没有开始建设的项目，所以去校准模型的能力受限，因此，用来准确预测安装成本的自信心也同样受限。前面的研究已经指出安装成本约占总成本的 20%。我们的模型的结果要低于这些预估值，或许反映了安装成本定义的差别或整体资本花费的通货膨胀。成本估计往往比较理想化。在这个模型中，理想化可能是低估了气候和地质风险或工期。此外，如果安装船市场比较紧张，或建造了很少的船舶，或者运输迟于预期，日费率会增加，将会影响工程成本。

附录 A 参数复核

A.1 时间参数

现有欧洲风电场中给出的风力机和基础的单元安装时间，用来与模型输出的气候校正后的每个单元的时间进行对比，来确定参数化。在表 9.17 中，从表 9.7 输出的假设范围用来估计每个基础的安装时间。在表 9.18 中，从表 9.9 导出的类似假设用来决定每个风力机的安装时间。选择的参数用来给出一个安装时间的完整范围，经验估计的基础安装时间范围为 1.3 ~ 5.5 天，平均值为 3.6 天；风力机安装时间为 1.3 ~ 9.5 天，平均值为 4.0 天。在这两种情况下，模型输出与经验平均值相接近，模型导出来的范围值与经验数据的范围值相匹配。

表 9.17 影响基础安装时间和每个基础输出时间的其他参数化

模 型	装载时间 <i>L/h</i>	安装时间 <i>I/h</i>	移动时间 <i>M/h</i>	船舶容量 <i>VC</i>	离港距离 <i>D/n mile</i>	速度 <i>S/kn</i>	校正输出 <i>ADJUNIT/天</i>
自运输	2	36	4	8	20	10	1.9
	3	48	6	6	50	8	2.6
	3	60	6	4	100	6	3.5
	3	72	6	4	50	8	3.8
	4	72	8	4	150	6	4.3
	4	96	8	2	150	4	6.6
驳船	NA	36	4	NA	NA	NA	1.9
	NA	48	6	NA	NA	NA	2.5
	NA	60	6	NA	NA	NA	3.0
	NA	72	8	NA	NA	NA	3.7
	NA	72	6	NA	NA	NA	3.6
	NA	96	8	NA	NA	NA	4.8

注：天气校正因子 $W=90\%$ ；从欧洲项目积累的经验数据得出的范围是 1.8~5.5 天，平均值为 3.6 天。

表 9.18 影响每台风力机安装时间和输出时间的其他参数化

模型	装载时间 <i>L/h</i>	安装时间 <i>I/h</i>	移动时间 <i>M/h</i>	船舶类型 <i>VC</i>	离港距离 <i>D/n mile</i>	速度 <i>S/kn</i>	模型输出校正时间 <i>ADJUNIT/天</i>
自运输	2	36	4	8	20	10	2.0
	2	48	6	6	50	8	2.8
	4	60	6	4	50	8	3.4
	4	72	6	4	50	8	4.0
	4	72	6	4	100	6	4.3
	4	72	8	4	150	6	4.6
	6	96	8	2	150	4	7.1
	6	120	8	2	150	4	8.3

注：天气校正因子 $W=85\%$ ；从欧洲项目积累的经验数据得出的范围是 1.3~9.5 天，平均值为 4.0 天。

A.2 输出成本

安装合同是专用的，通常是不公开使用的。然而，在最近的三个英国安装风

力机的项目中采用 SPIV (Walney、Sheringham Shoal 和 Greater Gabbard)，成本数据进行了公开，用来作为参数化的检查。在模型输出数据偏离报告数据的情况下，校正模型参数作为已知因素能够得出合理的准确的成本。这描述了每个项目的特有性质，也描述了通过交替参数化或校正因子来解释每个项目属性的需求。

1. Walney

英国 Seajacks 在 Walney 风电场签署了 7000 万美元的风力机安装合同^[14]。Walney 由 102 台 3.6MW 的风力机组成，离岗距离为 40n mile。有效合同的日费率是 130000 美元/天。当这些数据输入模型（假设是预期数据而不是提供的数据）时，风力机的平均安装时间是 3.2 天，整个安装时间接近 11 个月，估计成本为 4590 万美元。模型输出和合同的成本偏差是由安装时间的不相符引起的。然而，模型和合同有相似的风力机安装时间（合同的是 1 周 1~4 台，模型的是 1 周 2.2 台），模型给出了整个工期为 11 个月，然而合同给出的安装时间为 18 个月。这个不统一是由于预计的在冬季比较多的停工期^[15]。当气候因子设为 50% 时，估计的成本为 7400 万美元，整个工期为 17.5 个月，与公布的合同成本和工期一致。然而，美国项目可能有气候延误，但没有欧洲经历的严重。

2. Sheringham Shoal

Master Marine 就 Sheringham Shoal 风电场签署了一份 7800 万欧元（在 2009 年的汇率下，接近 10100 万美元）的风力机安装合同。该风电场有 88 台 3.6MW 的风力机，离港距离为 20n mile。有效合同的日费率为 374000 美元/天。用默认参数导致 3700 万美元的输出，无论如何，当日费率转变成去反映合同的日费率时，模型输出增加到 10400 万美元。这表明，在这种情况下当模型日费率太低时，时间参数是合理的。模型日费率可能太低，因为欧洲市场的船舶服务的高水平竞争，以及 Master Marine 船舶的容量和尺寸，一艘用在 Sheringham Shoal 船舶的姐妹船接到了一份 3 年期限的合同，用于在石油企业工作，日费率为 300000 美元/天。我们估计在美国市场很少有日费率超过 300000 美元/天，只有在船舶供给非常受限的条件下才有可能发生。

3. Greater Gabbard

Seajacks 就 504MW 的 Greater Gabbard 风电场签署了一份 6200 万美元的合同去安装风力机。Greater Gabbard 有 140 台 3.6MW 的风力机，离港距离为 20n mile。预期安装周期为 14 个月，有效日费率为 147000 美元/天。采用模型默认值能导致 6110 万美元的成本，工期为 13.9 个月。从合同条款中给出的日费率估计为 6670 万美元的成本。在这种情况下，模型输出和合同成本紧密匹配。

参考文献

1. Howe B (2001) Cable properties. Neptune Power. <http://neptunepower.apl.washington.edu/documentation/documentation.html>. Accessed 24 Oct 2010
2. de Alegría I, Martín J, Kortabarria I, Andreu J, Ere OP (2009) Transmission alternatives for offshore electrical power. *Ren Sustain Eng Rev* 13:1027–1038
3. Wright SD, Rogers AL, Manwell JF, Ellis A (2002) Transmission options for offshore wind farms in the United States. In: *Proceedings of the American Wind Energy Association Annual Conference*, 2002, pp 1–12
4. Green J, Bowen A, Fingersh LJ, Wan Y (2007) Electrical collection and transmission systems for offshore wind power. *Offshore Technology Conference*. 30 April– 3 May 2007, Houston, TX. 19090-MS
5. USACE (2004) Cape Wind draft environmental impact statement. U.S. Army Corps of Engineers. Concord, MA
6. Carter M (2007) North Hoyle offshore wind farm: design and build. In: *Proceedings of the Institution of Civil Engineers, Energy* 160: pp 21–29
7. Zaaier MB, Van der Tempel J (2004) Scour protection: a necessity or a waste of money? In: *Proceedings of the 43rd IEA topical expert meeting—critical issues regarding offshore technology and deployment*, pp 43–51. Skaerbaek, Denmark
8. MMS (2008) Cape Wind final environmental impact statement. Minerals Management Service. Herndon, VA. 2008-040
9. Bluewater Wind (2010) Delaware. <http://www.bluewaterwind.com/delaware.htm>. Accessed 24 Oct 2010
10. Musial W, Ram B (2008) Status of offshore wind energy projects, policies and programs in the United States. Presented at the 2007 European Offshore Wind Conference, Berlin. December 4–6, 2008. NREL/CP-500-42452
11. Marine Log (2010) Aker Philadelphia eyes wind turbine installation vessels. <http://www.marinelog.com/DOCS/NEWSMIX/2010feb00220.html>. Accessed 24 Oct 2010
12. Schellstede H (2008) Wind power: wind farms of the northern Gulf of Mexico. Paper presented at *Offshore Technology Conference*, 30 April–3 May 2007. Houston, 19092-MS
13. Coastal Point Energy (2010) Introduction to Coastal Point Energy. <http://www.millergroupofcompanies.com/presentations/CoastalPointEnergyPPT3.pdf>. Accessed 24 Oct 2010.
14. Blackwell B (2009) DONG Energy snaps up contracts for Walney. *RechargeNews.com*. June 30, 2009. http://www.rechargenews.com/business_area/finance/article182126.ece?print=true. Accessed 24 Oct 2010
15. DONG Energy (2010) Walney offshore wind farm. <http://www.dongenergy.com/Walney/Pages/index.aspx>. Accessed 24 Oct 2010

第 10 章 退役法规和 workflows

10.1 退役法规

10.1.1 监管要求

经营海上项目的能源公司在租赁合同终止时，有义务拆除所有结构、清理现场、验证清理程度。在联邦水域、OCS 可再生能源设施和相关结构的拆除法规在第 30 CFR，第 285 部分和第 1 主题，900 ~ 913 页进行了描述。当不再用于风电场运行操作时，所有设施，包括管道、电缆及其他结构和障碍物都必须拆除，同时在租赁、ROW 授权或 RUE 授权结束后的 2 年内必须完成。拆除设备要求在第 285 部分的 910 页中进行了描述：

- 1) 所有设施在泥线以下 15ft 深的结构部分都必须被拆除。
- 2) 拆除设施后的 60 天内，场址必须进行清理，清理程度必须被核实。

运营商可能会要求在租赁或授权书中同意某些设施转换成一个人工礁，或者在合适的位置推倒（285.909）。在海上石油和天然气行业，所有可再生能源租赁的合伙承租人和公司授予持股人要承担或联合起来承担移除义务（285.900）。

在州水域，国家法律尚未定义退役条款，但希望能够遵守 OCS 要求。时间周期、清除深度、焊接和清理需求预计在不同的州有所不同。

从运营商的角度看，退役活动代表一个在未来产生的成本，而从政府的角度来看，代表一个不确定的事件和金融风险，如果在租赁期间运营商破产或不能满足其财政条款。由于这个原因，州和联邦政府要求公司发布一个退役债券，在施工的时候，以确保存在足够的资金在未来拆除基础设施。这个级别的债券通常设定为预期设施拆除成本，可以是经通货膨胀调整后的数据。

10.1.2 退役契约

在美国海洋能源管理局（BOEMRE）发布一个商业租赁或者批准一个商业租赁合同之前，承包商必须提供 10 万美元的金融保证金，这个也是通过应用经过 5 年期限的所有城市居民消费价格指数（CPI-U）校正过的数据。对于一个有限租赁、ROW 授权或者 RUE 授权，承租人必须提供一个经 CPI-U 校正过的最低租赁和特定授权的 30 万美元金融保证金。

在 BOEMRE 批复一个建设和开发计划（SAP）之前，承包商必须提供一个供给债券或者其他一定额度的金融保证金，额度由 BOEMRE 来决定，目的是确保所有

的租赁债务都能够被覆盖，这些租赁负债包括预计的租金^①、其他政府在下 12 个月征收的费用、逾期租金和其他付款、在 SAP 中描述的气象塔和相关设备的拆除成本。

在 BOEMRE 批复一个建设和运营项目（COP）之前，承包商必须提供一份供给债券或一定额度的其他金融保证金，额度大小由 BOEMRE 基于复杂性、数量和计划活动中和商业运行中涉及的所有设施的地点来决定。供给金融保障金独立于租赁债券之外的，如果可行，可以采用 SAP 债券。

在 BOEMRE 允许承包商去安装设施之前，承包商必须提供一个退役债券或其他一定数量的金融保证金，数量的大小取决于海洋能源管理，基于预计的退役成本。退役债券预计将反映了当前技术和价格去移除可再生能源设施的实际成本。

10.1.3 金融工具

为了提供支付能力的证据，BOEMRE 要求运营商提供保险、债券、特定的租赁放弃账户，美国国库免稅券，或者合格的担保人。担保书在石油和天然气行业是首选的方法，用来满足运营商债券需求，有可能在海上风电项目中也扮演相同角色。担保人是一个保证人，当承包商无法执行职责的事件发生时，由保证人来担保责任。对于海上风电租赁，法律赋予用来移除所有由开发商建设的基础设施的责任，也赋予了满足规章条款的清理现场的责任。

担保书也是三方协议，这三方中一方是运营商（委托人），也是根据他们的租赁条款被强制执行拆除活动的一方；另一方是政府（债权人），充当了土地拥有者代理人员，被要求确保项目成功开发；第三方是保险公司（担保人），主要保证有足够的资金去完成移除工作，不管委托人是否具有财政实力。担保人只承受保险的面额，因此由于通货膨胀、地让利和不可预测环境因素（比如台风破坏），或者这些因素的联合事件，拆除的总成本可能不能被覆盖，拆除成本高于担保人的担保额。

10.2 海上风电退役阶段

退役活动受经济、技术和战略需求驱动，由联邦条款监管。决定海上风电场如何拆除，包括涉及的环境保护、安全、成本、战略机遇、由监管部门批准和技术可行性引发的开发商的一些问题等，取决于注册批准和技术可行性。不管是岸上还是海上操作业务，拆除都是在明确定义好的步骤下进行的。

10.2.1 项目管理和工程

拆除的工程计划阶段由回顾所有合同条款和租赁、运行、生产、销售和监管协议的条款构成。为项目的每个阶段都建立了计划，设备和船舶市场监管过程被启

① 外大陆架（OCS）限制性租赁的租金已经设定为 3 美元/英亩。如果以每海里 70 美元，则通行权补贴也要提高，同时对于受影响的区域将会产生额外 5 美元/英亩土地使用费。

动。工程人员评估工作要求，项目管理团队报告可用的选择，包括需要执行的可供选择的工作范围，以及如何最好地准备竞标。从 BOEMRE 获得运行权去拆除结构和核实现场清理度。所有拆除选择都需要拆除计划。

10.2.2 风力机拆除

拆除工程的第一阶段为拆除所有的风力机。预计风力机拆除与安装遵循同一过程，不过两者是相反的。当电力脱网，所有的润滑剂被移除后，叶片、轮毂和机舱将要被拆除，可以是单独拆除，也可以一起拆除；塔架通过打开或者切开，来进行拆除。拆除操作是在设备有效使用期最后阶段发生的，因此不希望拆除和安装一样小心谨慎，拆除时间也预计比安装时间要少。

有多种风力机安装的选择，故有多种拆除的方法，如果需要和安装类似的船舶进行拆除的话，预期成本还会很高，可以合理地认为会有新的方法出现，去确保有效而安全地进行操作。拆除风力机需要的起吊机的数量决定于选择的方法，如图 10.1 所示。船舶日费率由容量和操作期间的供求条件决定。同样的用在安装中的扩展船可能在拆除中要求采用，因为起吊的重量没有发生改变。对于不同扩展船，每天拆除的速度不同。

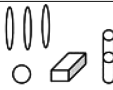
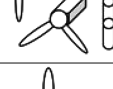
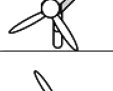
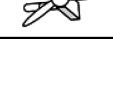
风力机组成	拆除方法 (几台起吊机)	步骤						最后状态
		初始状态	拆除叶片1	拆除叶片2	拆除叶片3	拆除轮毂	拆除机舱	
2节塔架	1(6)							
机舱	2(3)							
轮毂	3(4)							
3片叶片	4(3)							
	5(1)							
	砍伐							

图 10.1 传统海上风力机拆除选项和方法

工作流程通用的方法如下：

- 1) 移动船和船货驳到位。

- 2) 准备风力机用来切割和起吊操作。
- 3) 拆除风力机用 1~6 台起吊机。
- 4) 运输所有组件到岸上，进行重复使用、回收或处置。

1. 重复使用、回收、处理选项

机舱和轮毂可能在指定的垃圾填埋场进行处理，也或者它们可能是经加工去除钢组件，作为废品进行出售。叶片和电缆将在垃圾填埋场处理。塔架将被拆卸和废钢出售。

2. 船舶需求

基于风力机尺寸、重量和高度，拆除工作可能采用起吊船、自升式驳船或者吊装能力在 100~200t 甚至更高的自航式安装船（SPIV）进行操作。此外，也需要货驳和锚拖船。用来运输风力机零部件的货驳的费用取决于驳船的尺寸、匹配的拖锚，以及运输货物的量，准备和复原的时间。支撑扩展船舶假定是就地可取的，离岸上可接受物质的设施的距离决定了运输时间。

3. 其他拆除方法

鉴于拆除风力机成本较高，很合理地会期望建立一些创新型的方法。一个可选的方法是就像砍树一样把风力机放倒，这样减少了拆除成本和重型起吊船的起吊成本，如图 10.2 所示。首先移除机舱中所有的液体和危险材料，然后切割风力机塔架，使塔架以一种可控的方式坠入大海，与油气结构就地造礁的方法类似。需要克服的主要困难有：

- 1) 安全：该地区必须清除所有人员，以及如哺乳动物和海龟等的海洋生物。
- 2) 结构完整性：风力机组件不能撞击水面，避免撞击力太大而破坏组件。
- 3) 浮选：组件不能下沉，即使下沉也应该很容易打捞到。
- 4) 重量：一个完全组装的风力机可能重达 400t，需要一个大型起重机和船舶起吊到一艘驳船上。

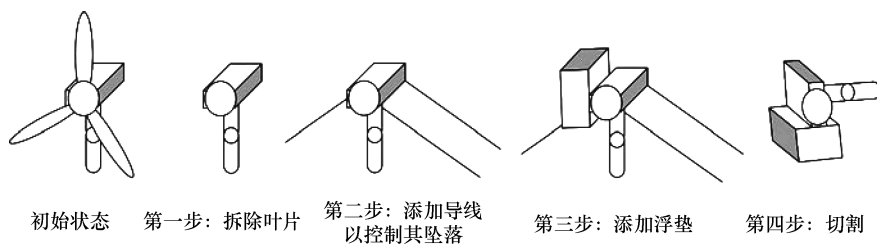


图 10.2 另一种风力机拆除方法

为了使风力机能浮在水面上，风力机的塔架和机舱必须是防水的。一个防水的淹没的风力机塔架和机舱的排水量为 500~1000t，本身重为 300~500t，所以将浮在水面上。然而，发动机舱本身可能不乐观，可能会需要采用额外的空气袋使风力机垂直漂浮。风力机的坠落可通过一个或多个与倒落方向相反的绞车进行控制。风

力机的重量可以利用水的浮力进行克服，也可以将风力机切割成几段，或使用一个大型起重机驳船。也可以采用一些倒落和传统拆除方法相结合的方法。

10.2.3 基础和过渡段拆除

当风力机被拆除后，基础和过渡件也要被拆除，很有可能拆除基础的船舶与拆除风力机的船舶不同。

1. 切割方法

基础要求被削减到泥线以下 15ft 的深度。机械外壳刀具、磨料水射流切割、金刚石线切割机或炸药可以用来在指定的高度进行切割，选择取决于技术的可行性、环境条件、管理选项和公司偏好。因为受单桩基础的尺寸和炸药的限制，所以非爆破性拆除方法可能被优先选择。切割可以在单桩的内部和外部进行。图 10.3 描述了在外部切割的过程。图 10.4 描述了在内部切割的过程。对于内部切割，必须把泥浆用水流稀释，然后把它泵出到泥线以下指定的深度。对于外部切割，单桩外围的泥浆必须被疏浚，以至于切割设备能够对桩进行切割。防冲刷保护增加了外部切

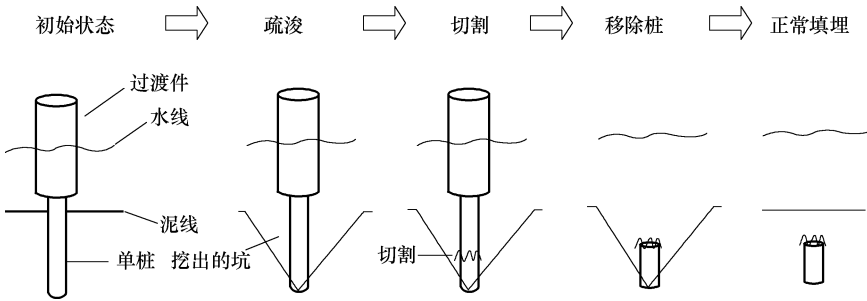


图 10.3 基础拆除——外部切割

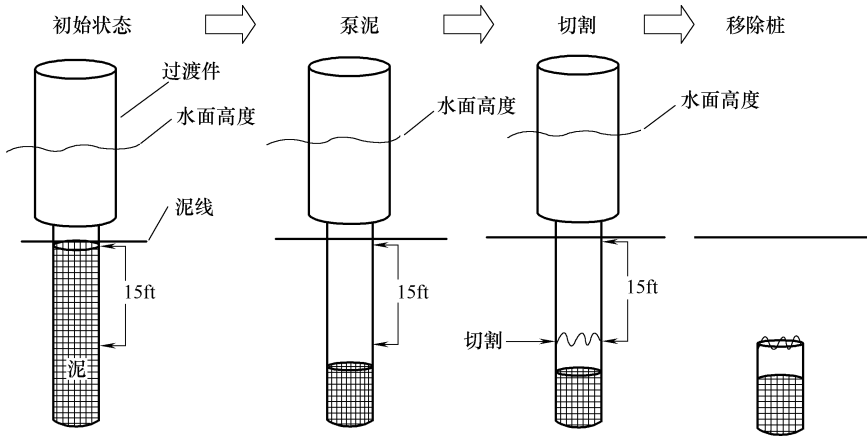


图 10.4 基础拆除——内部切割

割的难度和成本，基于这一原因内部切割被考虑得更多一点。

2. 起重

如果过渡件是通过灌浆与单桩基础结合在一起，那么两个组件将要被一起起吊，如果过渡件以其他的方式与单桩结合，那么允许分开起吊，但这具有经济优势的两次起吊必须是一个最大化减小起吊次数的优化吊装方法。一个最大化减小吊装的方法能够转化为更加便宜的船舶日费率，但另外的好处是不会因此而增加施工操作的额外时间。基础一部分可能需要留在海床以下，然而过渡件需要全部拆除。起吊的重力是基于过渡件、水泥浆和切下来的基础重量。基础和过渡件将被放置在拆除船舶或者货驳上，然后返回岸边或一个备选的处理场。

3. 工作流程

内部切割通用的方法如下：

- 1) 进入桩内及设置喷射切割设备和泵设备。
- 2) 从桩内向外面泵泥浆。
- 3) 切割单桩基础到泥线以下 15ft。
- 4) 利用潜水作业船只来切割泥线上的风力机电缆。
- 5) 采用合适的重型起吊船舶来将过渡件和基础拆除。
- 6) 运输到陆上的卸载/处理点或近海岸礁站。
- 7) 移除内部设备和岸上拆卸。

4. 重复利用、回收、处理选项

在一个批准的填埋场，对内部设备进行移除、拆卸、回收或掩埋。辅助材料（扶手、船着陆、梯子等）会作为废钢进行拆卸和回收再利用。单桩式和过渡块将切成小块出售给小的炼钢厂，如果经济的话，在批准的填埋场填埋，或运输到一个海上暗礁点。

5. 船舶要求

去除单桩内部的泥浆，或者内部切割是在一艘作业船上执行的。利用疏浚或射流来挖掘需要在提升的过程中克服摩擦力。需要自升式驳船、SPIV 或重型起吊船来执行移除作业，因为起吊能力预计变化范围为 200 ~ 500t。也需要用来运输材料的扩展船。

6. 其他拆除方法

基础可以使用新方法拆除。一种是将过渡件漂浮在水面，然后把它拖到岸上，消除了对重型起吊船的需求。这要把泥浆从桩内泵出，并在切割线以上放置一个内部的隔水屏障，并将过渡件的顶部罩起来。过渡件的顶部被连接到一艘船上或绞车上，基础被拔出地面后被漂移。在大多数情况下，桩管的排水量足够大，能够把基础浮起来，只要切割是被批准的，这个方法没有其他危险。不像风力机的移除方法，拆除基础的成本较低，使得其他备选方案的诱惑力不足，漂浮加罩的方法或许不可行或经济性较差。

10.2.4 气象塔和变电站平台拆除

风电场有一个或多个气象塔和一个或多个的变电站，与风力机使用相同的或者

不同的基础。预计工作流程如下：

- 1) 上部结构（气象塔、变电站变压器）被拆除和运到岸上。气象塔可能会切成块或拆除，而变压器将被整体起吊。
- 2) 对于单桩式基础，单桩基础将被从泥线以下 15ft 的部分进行切割，然后进行移除。对于导管架，在泥线以下 15ft 的桩腿管将被切割，然后桩管和导管架用一个起吊机进行起吊和拆除。
- 3) 将结构和上层建筑运输到岸上或者海上卸载、处理或造礁。
- 4) 回收、报废和送到垃圾填埋场。

10.2.5 电缆拆除

美国海洋能源管理局（BOEMRE）在 CFR 250 的 30 卷 1750 -250.1754 中规定了电缆和管道退役的方法。当它们对导航、商业捕鱼不构成威胁或没有过度干扰其他用户时，OCS 管道可以留在原处。州规定与此相似，但有些州要求去除管道段波浪带最低水平面以下（MLLW）15ft 深度。

在规定中的没有很好地描述如何将可再生能源电缆进行拆除，但是存在几个选项：

- 1) 完全移除整个潮间带的所有的内部阵列电缆和输出电缆。
- 2) 把所有的内部阵列电缆和输出电缆留在当地。
- 3) 把部分电缆留在当地。

将电缆拆除还是留着的决策决定了工作范畴。电缆穿越了不同的地理环境，因为埋藏的条件在发生改变，所以需要不同的解决方案。当电缆可能干扰到商业拖网捕鱼或其他活动，当它们都位于水深不足 15ft 或在岸上，或它们所在的地段在维护疏浚时，拆除电缆可能是优先选择^[6]。在大多数情况下，电缆不会对航海、商业捕鱼造成危险，也不会过分干扰其他用户，因此也有可能被留在当地。

拆除过程涉及了潜水员和/或 ROV 把电缆连接到回收绞车。通过一个电机来牵引电缆末端，然后把电缆回收。用液压剪来把电缆分段，这样便于保存和运输。内部阵列本身长度较短，因此可以整体完好的回收；如果输出电缆也整体回收的话，需要一个非常大的卷轴，输出电缆也可切成段，然后进行回收。由于电缆很长，在典型埋藏条件下，回收电缆不存在技术问题。在一些情况下，可能需要水射流来流化沉淀物^[7]。在就地抛弃的处理中，需要把内部阵列电缆在每个风力机基础处进行割切，然后把它埋藏在地下 3ft 的深度。如果电缆末端进行深埋不可行，可以采用混凝土的罩子或垫子。输出电缆的过程与内部阵列电缆的相似，但是陆上过渡段的电缆需要进行切割和移除。

10.2.6 冲刷保护

在许多情况下，为了最大化地减小对海底的干扰，并对无脊椎生物提供一个生态基层，把防冲刷保护留在当地。如果要求拆除冲刷保护，那么由铲斗式挖泥船和

起重船来施工^[8]。如果管理者要求,基础桩需要进行外部切割,那么冲刷保护就要被拆除。

10.2.7 场址清理和验证

拆除的最后阶段是场址的清理和验证。场址清理是一个拆除的过程,如果不清理场址,那么由于海上风电设备的残骸或者海床污染物会造成潜在不良影响。验证是一个确保场址清理干净的过程。

商业风电场覆盖的面积很大,范围为 $0.1 \sim 0.3 \text{ km}^2/\text{MW}$, 这样 300MW 的风电场需要 $30 \sim 90 \text{ km}^2$ 的面积。碎片沉积可能超过 20 年,零星打捞并不是最经济有效的,只要丢弃的材料不构成危险,那么在整个租赁期都要对残骸进行收集。一旦设施被拆除,那么法规和租赁条款要求拆除后的场址和初次开发的基本一样。

在石油和天然气行业,法规对每种设备都规定了固定的清理半径。在海上风电场,可能分布了 100 台甚至更多的风力机。BOEMRE 法规当前还没有指明基础的清理范围。一种方法类似石油和天然气行业,根据基础的功能(气象塔、风力机基础、变电站基础)来定义清理半径[⊖]。另外一种方法是根据风电场每台风力机产生的凸形弧线,来为整个风电场定义一个清理半径,其中包括了在凸形弧线边界外定义的缓冲区。

当前的法规规定运营商从拆除设备,到清理现场和验证总共有 60 天。一种最大化减小行政和承包负担的方法是在最后一件设备被拆除后的 60 天内,进行现场清理。从经济的角度而言,当其他航海船舶不在施工现场时,拆除和现场清理应在同一时间进行。

在石油和天然气运行中,BOEMRE 首先验证技术,就是首选在两个方向拖动一个标准的拖网横跨整个区域。在某些情况下,也用一些其他场址验证技术,如侧扫声纳或者扫描文档结果拼接的方法。考虑到风电场的面积加大,碎片堆积的方式和厚度不同,也许是合理地使用或开发新的场址清理方法,才能减少因拖网而产生的潜在环境影响。

10.2.8 材料处理

有 4 种方法处理海上风力机的钢材料或者其他材料:翻新和回收利用、废弃处理、在给定的填埋场深埋、作为海中人工造礁。

在拆除时,由于受到零部件的使用年限、组件属性和在海洋环境中运行产生腐蚀的限制,风力机零部件、基础和过渡件、电缆进行翻新回收利用的机会极大地受限。

⊖ 相比之下,近海石油和天然气法规中使用的沉箱半径为 600ft 和平台半径为 1320ft。

报废和回收仅对钢组件可行^①，但并不是所有的钢组件的回收利用都是经济的。首先，切割钢的成本是昂贵的，如果可出售的单位切割和运输成本大于转售价值，那么回收利用就不经济了。只有当回收的成本低于填埋成本，才会选择回收钢材料的方法。

回收成本取决于组件的重量、切割成本、废钢价格和运输成本。过渡段通常是通过灌浆与单桩连接，所以破碎灌浆增加了把单桩切割成回收利用的成本。在石油和天然气退役中，废料常常堆积在造船厂，直到废钢价格增长到有利润时候再进行销售^[9]。但不清楚这样的模式是否在其他领域也使用，在这些领域的土地不像路易斯安那州的北部，既不充足也不便宜。

如果组件不做翻新或废弃处理，那么需要一个指定的垃圾填埋场进行填埋。叶片、电缆、一些机舱、灌浆和防腐设施不太可能有任何转售价值，需要填埋场填埋。填埋处理成本取决于加工成本、运输成本和处置费用。大部分风电场的材料是惰性的，很容易进行处理；有些材料是有危险的，包括润滑油和电子设备。一些海上风电场的材料用来制造人工礁。单一的单桩基础不具有人工造礁所需的较复杂的结构，然而，如果许多的单桩基础放在一起，能够满足人工造礁较复杂的结构的条件，然后人工造礁的方法才可行^②。

参 考 文 献

1. Department of Trade and Industry (2006) Decommissioning of offshore renewable energy installations under the Energy Act of 2004. Department of Trade and Industry, London
2. Statoil (2010) Decommissioning program. Document number sc-00-NH-F15-00005
3. London Array Limited (2009) Decommissioning programme for London Array. Document number 45-02682
4. Greater Gabbard Offshore Winds Ltd (2007) Decommissioning programme. Document number 577000/403-MGT100-GGR-107
5. Thanet Offshore Wind Farm (2008) Offshore decommissioning plan
6. Culwell AS, McCarthy J (1998) Pipeline and power cable decommissioning. In: Manago F, Williamson B (eds) Proceedings: Public workshop, decommissioning and removal of oil and gas facilities offshore California. MMS OCS Study 98-0023
7. Januário C, Semino S, Bell M (2007) Offshore windfarm decommissioning: a proposal for guidelines to be included in the european maritime policy. Presented at EWEC 2007: European Wind Energy Conference, Milan
8. MMS (2008) Cape Wind final environmental impact statement. Minerals Management Service. Herndon, VA. 2008-040
9. Kaiser MJ, Pulsipher AG (2010) Scrap and storage markets in the Gulf of Mexico-III. Process workflows and industry structure. Energy Sources Part B: Econ Plan Policy 5(3):250-260

① 铜或磁体可能报废或回收，然而这些材料的比例很少。

② 塔架可用于造礁，但会很容易报废。

第 11 章 结构重量运算法则

11.1 重量算法

11.1.1 管重量算法

在一个风电场的大部分材料是由钢管元件组成，钢管是用来估算重量最简单的组件，因为它的结构统一，可由它的直径、长度和厚度几何形状进行描述。钢的密度为 $7.85\text{g}/\text{cm}^3$ ，这个公式为

$$W = 24660 (D - t) tL \tag{11.1}$$

总重量 W (kg) 以外部直径 D (m)、壁厚 t (mm)、总长度 L (m) 给出。对于锥形组件和非均匀厚度，平均直径和厚度可进行一个更准确的估计。

在表 11.1 中，根据外径 (m) 和厚度 (mm) 来标示不同管型的管子。对于单桩固定式，最常规的重量范围以黑体字标出。在表 11.2 中，通过公式计算出单桩重量，并和选定风电场中已知的桩重量做比较。平均而言，估计重量是报告重量的 10%。偏差是由于锥度和厚度不均匀，未知/未报告的厚度和报告错误导致。

表 11.1 桩每直径的重量 (单位: kg/m)

桩直径/m	桩厚度/mm					
	12.5	25.0	37.5	50.0	62.5	75.0
0.75	227.3	447.0	658.9	863.1	1059.6	1248.4
1.2	366.0	724.4	1075.0	1418.0	1753.2	2080.7
1.5	458.5	909.3	1352.4	1787.9	2215.5	2635.5
2.5	766.8	1525.8	2277.2	3020.9	3756.8	4485.0
3	920.9	1834.1	2739.6	3637.4	4527.4	5409.8
4	1229.1	2450.6	3664.3	4870.4	6068.7	7259.3
4.5	1383.3	2758.8	4126.7	5486.9	6839.3	8184.0
5	1537.4	3067.1	4589.1	6103.4	7609.9	9108.8
5.5	1691.5	3375.3	5051.4	6719.8	8380.5	10033.5

表 11.2 挑选出来的风电场的规格和桩的估计重量

风电场	桩长/m	外径/m	壁 厚		重 量	
			报告/cm	假定/cm	报告/t	估计/t
Kentish Flats	38 ~ 44	4.3	4.5		144 ~ 184	178 ~ 206
Horns Rev	34	4	5		160	164
Horns Rev 2	30 ~ 40	3.9	4.0 ~ 8.2		150 ~ 210	169 ~ 226
North Hoyle	50	4	3.0 ~ 7.0	5	250	242
OWEZ	45	4.6	4.0 ~ 6.0	5	230	250

11.1.2 基础

在拆除过程中，基础的重量包括了切割的单桩段、过渡段、灌浆、防腐设施。我们认为防腐设施可以忽略，或者已经被拆除。拆除的基础包括一段裸露的单桩、与过渡段连接的单桩（单桩和过渡段重叠的部分）、一段裸露的过渡段，如图 11.1 所示。因为带有灌浆的管段的处理和报废成本与裸露管段的成本有很大不同，所以每一段管段的重量必须确定。

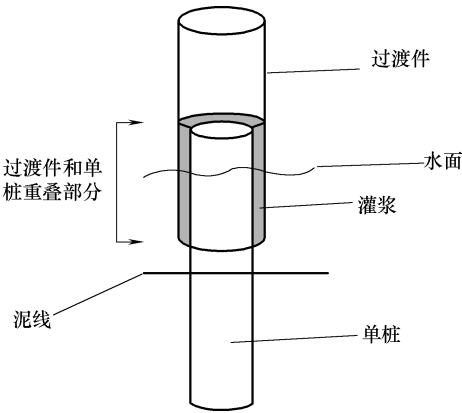


图 11.1 风力机基础组件

11.1.2.1 单桩

单桩重量经常在公共文件进行报道，但是在拆除操作中，是指移除管桩的重量。在联邦法规中，要求单桩的切割深度为泥线以下 4.6m，整个拆除下来的单桩基础由低于泥线以下的、从泥线到水面和水面以上桩管组成。

与过渡段连接的单桩的长度通常为 1.3 ~ 1.6 倍的管直径^[1,2]。考虑到桩管和过渡件的重叠长度及整个单桩基础的长度，裸露段管桩的长度为总长度减去重叠段的长度。裸露段和重叠段管桩的重量为长度乘以单位重量。

表 11.3 总结了单桩基础移除的计算式，假设泥线以下 4.6m，重叠段长度为

1.3 ~ 1.6 倍的桩管直径，壁厚为 35 ~ 65mm。假定水面以上的桩长度是 1 ~ 5m，单位重量范围是 2.7 ~ 7.6t/m。

为了说明表 11.3 的应用方法，假设一直径 4.5m 长的桩，壁厚为 50mm，水深为 10m，在水面的单桩长度为 1.5m。被移除桩管的总长度是水深度加上泥线以下的 4.6m 长度，再加上水面上的桩长度，或 16 m。移除桩的总重量是长度乘以单位重量（5.48t/m），因此总重量是 16m × 5.48t/m = 87.8t。这个长度的单桩重叠段长度为 4.5m × (1.3 ~ 1.6) = 5.9 ~ 7.2m，裸露段长度是 16m - (5.9 ~ 7.2m) = 8.8 ~ 10.1m。重量是长度乘以单位重量。

表 11.3 风力机基础组件

规 格	单 位	计 算 公 式
直径(D_M)	m	
高于水面的桩长度(L_MW)	m	
被移除的桩总长(L_TMR)	m	WD + 4.6 + L_MW
重叠部分的桩(OF_MT)		
重叠部分的桩长度(L_MT)	m	OF_MT × D_M
多余的桩长(L_FM)	m	L_TMR - L_MT
壁厚(WT_M)	m	
单位重量(UW_M)	t/m	
被移除桩的重量(W_TMR)	t	(WD + L_MW + 4.6) × UW_M
裸露段桩的重量(W_FM)	t	UW_M × L_FM
单桩和过度件重叠的桩重(W_MMT)	t	L_MT × UW_M

11.1.2.2 过渡件

如果知道过渡件的长度、直径和壁厚，重量可以从钢管重量公式估算出来。如果未知，重量可以根据桩直径和在水面上的高度估算出来。图 11.2 说明了过渡件长度估算方法；表 11.4 给出了计算、假设和命名法。

我们假设一个 4.5m 直径桩在水面以上的长度为 1.5m。假设过渡件墙厚度为 50mm，水面以上高度为 15m，以及环为 50mm。过渡件长度是重叠长度，加上露出水面的长度，减去高于水面的桩高度，或 (1.3 ~ 1.6) × 4.5m + 15m - 1.5m = 19.4 ~ 20.7m。过渡件直径是桩直径，加上环和桩的壁厚，或 4.5m + 2 × (0.05m) + 2 × (0.05m) = 4.7m。我们估计单位重量为 5.8t/m。单位重量乘以长度得出：5.8t/m × (19.4 ~ 20.7m) = 112 ~ 120t。

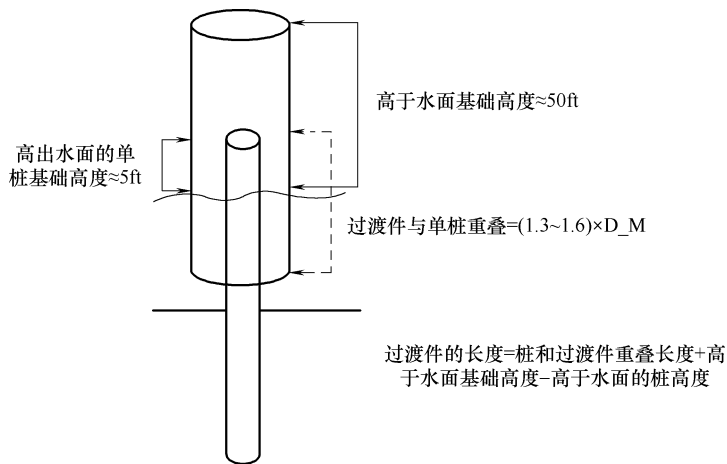


图 11.2 过渡件长度估计

表 11.4 过渡块尺寸规格估计

规 格	单 位	假 设	计 算 公 式
水面上长度 (H_T)	m	8 ~ 20 (平均 15)	
环 (A_T)	m	0.05 ~ 0.12	
长度 (L_T)	m		$O_{MT} + H_T - L_{MW}$
直径 (D_T)	m		$D_M + (A_T) \times 2 + (WT_T) \times 2$
壁厚 (WT_T)	m	0.0375 ~ 0.0625	
单位重量 (UW_T)	t/m	2.7 ~ 7.6	
总重 (W_T)	t		$UW_T \times L_T$

表 11.5 给出了不同风电场过渡件的说明和表 11.4 计算出来的重量。壁厚假设为 50mm，环为 125mm；如果高出水面的高度未知，那么假定为 15m。计算出来重量通常低于记录的重量，这可能因为在登录区存在二级钢或混凝土、在测量水面高度存在潮差、报告误差。平均而言，计算值比报告值低 33%。

表 11.5 给定的风电场的过渡件重量

风 电 场	外部直径/m	重量/t	水面上高度/m	总长/m	估算重量/t
Kentish Flats	4.5	90	8		92
Burbo Bank	5	225	22		194
Belwind	4.3	160		22	137
Gunfleet Sands	5	212	18		169
Lincs	5	250	6		86

(续)

风 电 场	外部直径/m	重量/t	水面上高度/m	总长/m	估算重量/t
OWEZ	4.3	250	13	25	156
Lynn/Inner Dowsing	5	181	21		188
Rhyl Flats	5	220	23		200
Robin Rig	4.5	160	20		177
Horns Rev 2	4.2	170			139
Baltic 1	4.4	250		27	169

11.1.2.3 灌浆

灌浆是用于把过渡件与桩粘附在一起[⊖]。浆液的重量是灌浆用的体积乘以其单位重量。图 11.3 展示了灌浆体积估计。浆液体积可由桩的外径和过渡段内径之差产生的容积计算。两圆柱体的长度为重叠长度（1.3 ~ 1.6 倍直径），过渡件的内径等于桩的外径加上两倍环。

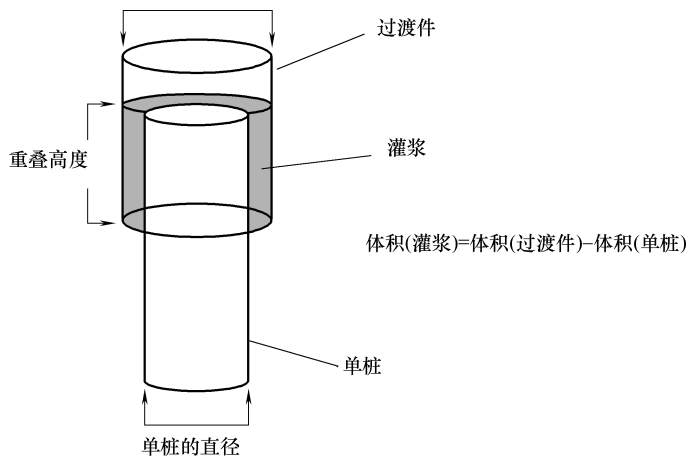


图 11.3 灌浆重量估计

表 11.6 给出了不同环、桩、过渡件重合长度假设条件下的灌浆重量。在所有情况下，灌浆重量比系统其他重量相对较小，预计不会超过移除设备总重量的 10%。

11.1.3 塔和风力机

如果塔高、直径和壁厚是已知或可以合理近似估计，那么重量可以通过公式计算。如果这些变量未知，它们可以通过表 11.7 给出的风力机规格说明进行估计。

⊖ 近年来，灌浆在一些地方出现了问题，促使重新设计和昂贵的干预。这可能会导致灌浆技术和基础设计的变化，以至于影响重量估计。

对于给定风力机塔架的重量范围是由不同的中心高度决定。表 11.8 给出了不同海上风电场的塔架的长度和重量。随着风力机单机容量的增加，重量和负荷增加，轮毂高度也在增加，影响着塔重量^[3]。技术上的差异和设计导致了可以觉察到的误差。

表 11.6 在风力机基础中用到的水泥浆重量

直径/m	重 叠 部 分	环厚度/mm	灌浆体积/m ³	重量/t
4	1.3	50	1.7	3.7
5	1.3	50	2.6	6
4	1.6	125	4.9	11
5	1.6	125	7.8	17.5

注：假设水泥密度为 2500kg/m³。

表 11.7 不同风力机类型的塔重

风 力 机	容量/MW	塔重/t
Vestas V80	2	130 ~ 200
Vestas V90-3	3	100 ~ 150
Siemens 3.6-107	3.6	180 ~ 200
Repower 5M	5	210 ~ 225

表 11.8 给定的风电场中塔长度和重量

风电场	风力机型号	塔重/t	塔高/m
Kentish Flats	Vestas V90-3	108	62
Horns Rev	Vestas V80	160	
Gunfleet Sands	Siemens 3.6-107	193	60
Alpha Ventus	Repower 5M	210	
Burbo Bank	Siemens 3.6-107	180	65
Arklow Bank	GE 3.6	160	70
Beatrice	Repower 5M	225	59

风力机叶轮和机舱重量取决于容量、叶片长度、驱动类型和制造商。表 11.9 给出了欧洲最受欢迎的海上风力机。近年来，主要的风力机供应商开发了直驱型风力机，这种风力机不用变速器。这导致风力机的重量显著下降，可能影响风电场其他组件的重量。

表 11.9 通常用于海上风电场的风力机部件的重量

风力机	容量/MW	直径/m	叶片重量/t	机舱重量/t	总重/t
Siemens 2.3-93	2.3	93	60	82	142
Nordex N90	2.5	90	55	91	146
Vestas V90-3	3	90	42	70	112
Siemens 3.0-101	3	101	40	73	113

(续)

风力机	容量/MW	直径/m	叶片重量/t	机舱重量/t	总重/t
Siemens 3.6-107 *	3.6	107	95	125	220
Repower 5M	5	126	120	300	420
Multibrid M5000	5	116	110	199	309
Repower 6M	6	126	135	325	460

很多风力机重量是由钢组成的，如果风力机拆开，这些材料将被出售或报废。处理成本将确定材料处置方法。表 11.10 给出了不同材料的重量百分比。大约 70% 的风力机的重量由钢组成，其中一部分可能被回收，这取决于处理成本和废钢的价格。轮毂、齿轮箱、基座的钢更加容易获得。

表 11.10 大型风力机（4MW）采用的材料

组 成 部 分	钢含量 (%)	铜含量 (%)	其他 (%)	风力机重量比例 ^① (%)
Blades	2		98	23
Gearbox	96	2	2	30
Generator	93	4	3	8
Frame	85	3	12	20
Hub	100			18
Total	72	1.5	26	100

注：源于 NREL2008。
① 风力机重量包括叶片、基础和轮毂。

11.1.4 电缆

电缆总重量为每米重量乘以电缆长度的函数。电缆的重量随大小和容量改变，内部阵列电缆的重量在一个风电场内可能不同，因为随着越来越多风力机被联系在一起，为了增加处理负载的能力，电缆的尺寸必须增加。表 11.11 描述在根据高压、中高压分类的风电场，采用的输出电缆和内部阵列电缆。输出电缆通常重50 ~ 100kg/m，内部阵列电缆为 20 ~ 40kg/m^[4,5]。平均中压电缆重 30.5kg/m；平均高压电缆重 75.2kg/m。

表 11.11 中压和高压电缆重量

风 电 场	电压等级/kV	重量/(kg/m)
North Hoyle	33	37
Kentish Flats	33	32
Walney	33	34
Cape Wind	34.5	22
Cape Wind	34.5	31
Cape Wind	34.5	41

(续)

风 电 场	电压等级/kV	重量/(kg/m)
Lillgrund	36	16
Lillgrund	36	19
Lillgrund	36	22
Lillgrund	36	56
OWEZ	36	19
OWEZ	36	33
Burbo	36	35
Cape Wind	115	83
Nysted	132	72
Sheringham Shoal	132	77
Princess Amalia	150	69
Horns Rev	150	70
Belwind	150	80

11.1.5 变电站

风电场变电站将用一个单桩或导管架基础支撑。导管架基础重量取决于框架结构、倾斜角度、桩需求和顶端负载。设计理念和土壤条件在施工中钢的使用量也起了决定作用。根据顶端负载和水深，表 11.12 总结了不同海上风电场的导管架重量。海上风电场变电站顶端重量为 500 ~ 2000t；BorWin1 平台是一个 HVDC 平台，该平台非常重。

由表 11.12 的数据得出了以下函数关系式：

重量 = 12.8WD^{0.19}负载^{0.48}

(11.2)

式中，重量的单位是 t；WD（水深）的单位是 m；顶端负载重量的单位是 t。这个方程预测了导管架大约一半体重变化，如果存在有额外数据，可以定义子类别，以进一步提炼模型。

表 11.12 在给定的风电场中导管架重量

风 电 场	重量/t	水深/m	顶端负载/t
Walney	990	30	1030
Alpha Ventus	750	30	700
Horns Rev 2	800	13	1230
Generic UK	1200	19	1600
Generic UK	1400	24	1800
Lincs	950	10	2250
Thanet	695	21	1200
BorWin1	1700	40	3200
Greater Gabbard	767	30	2069

11.2 案例

重量关系被用来估计 Cape Wind 零部件重量。从环境影响评介^[6]，我们假设 Cape Wind 平均水深为 9.5m，桩直径为 5.2m 并延伸水面上 6m，过渡段延伸水面以上 10m。根据这些假设，就可以计算出表 11.13 中的重量。

被移除桩的总长度等于低于泥线（4.6m）的长度，加上水深度（9.5m），加上水线以上的高度（6m）。一个 5.2m 直径桩需要桩与过渡件的重叠长度为 6.8 ~ 8.3m，留下 11.8 ~ 13.3m 的裸露桩。这个过渡段长度是桩和过渡件重叠长度（6.8 ~ 8.3m），加上水面以上长度（10m），减去水面以上桩长度（6m）或 10.8 ~ 12.3m。假设一个壁厚为 50mm，估计桩的单位重量为 6300kg/m，过渡件的单位重量为 6400kg/m。假设环为 50mm，每个基础需要 14 ~ 17t 浆。

塔和风力机重量是通过表 11.7 ~ 表 11.9 的数据进行估算。Cape Wind 报告说他们计划使用西门子 3.6 MW 风力机，基于之前的安装，西门子风力机重约 220t，由重 190t 的塔支撑。Cape Wind 公布了关于输出电缆和内部阵列电缆的信息^[5]。Cape Wind 变电站是被安置在浅水区（8.5m）；假设顶端负载为 1500t，导管架预计重量约为 800t。

在 Cape Wind 退役的组件的绝大部分重量由风力机塔架、风力机、桩和过渡件组成。风力机是最重的零部件，将占据退役材料大约 30% 的重量。塔和基础将各占 25% ~ 30% 的材料重量。输出电缆和内部阵列电缆占大约 10% 的总拆除组件的重量。

表 11.13 Cape Wind 风电场零部件和报废重量

组成	长度/ m	单位重量/ (kg/m)	重量/ t	风电场总重量/ t	百分比 (%)
Total monopile	20.1	6300	127	16510	17.9
Free monopile	11.8 ~ 13.3	6300	74 ~ 84	9620 ~ 10920	
Monopile/transition	6.8 ~ 8.3	12700	86 ~ 105	11180 ~ 13650	
Total transition	10.8 ~ 12.3	6400	69 ~ 79	8970 ~ 10270	10.4
Grout			13.8 ~ 16.8	1794 ~ 2184	2.2
Tower	68.5		190	24700	26.8
Turbine			220	28600	31.1
Export cable	80400	83		6030	6.6
Inner- array cable	127000	30		3810	4.1
Substation jacket			800	800	0.9

参 考 文 献

1. Moller A (2008) Efficient offshore wind turbine foundations. Power Expo, Zaragoza, Spain, 24–25 Sept 2008. Available at: <http://www.aeeolica.es/doc/powerexpo2008/06-Anders-Moller-DENSIT.pdf>
2. Schaumann P, Wilke F, Lochte-Holtgreven S (2008) Nonlinear structural dynamics of offshore wind energy converters with grouted transition piece. European Wind Energy Conference. Brussels. March 31–April 3
3. Thresher RW, Dodge DM (1998) Trends in the evolution of wind turbine generator configurations and systems. Wind Energy 1:75–85
4. Wright SD, Rogers AL, Manwell JF, Ellis A (2002) Transmission options for offshore wind farms in the United States. In: Proceedings of the American Wind Energy Association Annual Conference, pp 1–12
5. Pirelli ABB (2004) 115 kV Solid dielectric submarine cable. Available at <http://www.boemre.gov/offshore/PDFs/CWFiles/120.pdf>. Accessed 3 Jan 2012.
6. MMS (2008) Cape Wind final environmental impact statement. Minerals Management Service, Herndon, VA. 2008-040

第 12 章 退役成本估算

12.1 拆除方案

12.1.1 模型结构

假定退役各阶段使用单独的船舶进行独立施工。各个部件的拆除成本用特定模型来计算，每个部件存在拆除、加工、处理的成本及废料收入。拆除成本是每个单元的施工持续时间、单元的数量及施工船舶日费率的函数。对各个部件加工、处理的成本及废料收入，分别以每吨价格为基准来计算。总退役成本是所有拆除、加工、处理及废品构件成本的总和。

12.1.2 风力机

对风力机拆除的两个传统方案及一个非常规方法进行了建模。在拆卸之后，拆除船舶将风力机部件运回海岸（称为“自运”），或者部件被转移到驳船上并运回海岸（称为“驳运”）。选择取决于驳船扩展成本、拆除船舶成本和容量及预期的作业持续时间。也对风力机“切-倒”方法（称为“跌落”）进行了描述。

12.1.3 基础

根据可用于切割操作的船舶，内部切割方法有两种船舶应用方案。在单个船舶操作中，SPIV 或者自升式船舶用于切割操作，把基础吊起并将其放置在驳船上。OSV 则使用多个船舶。用 OSV 来进行切割施工，仅在基础被切割之后，需要起重船到达现场，这样减少总时间，但需要相对更大的拆除船舶。选择 OSV 来切割花费较少，但是需依赖于现场深埋的那小部分桩来支撑切割下的单桩，直到起重船到达；这在技术上的可行性不确定^①。在 OSV 支撑中，假定起重船需要等待被切割的桩，而不引起任何的停工工期；实际上这需要同时采用两个或更多的 OSV。

12.1.4 电缆

拆卸电缆需求的船舶没有电缆安装^②的船舶要求苛刻，利用低成本的船舶、特殊的拖船、驳船、机械挖泥船及 OSV 都可以实现。假定所有电缆被拆除，尽管有可能有部分电缆在环境审查后允许留在现场。在拆卸中，电缆被切成很多小段。一

① 在水深小于15ft时，泥水分界线以上的基础应得到泥水分界线以下近似相等量的基础支撑，这样在正常天气条件下足以防止崩塌。在水深超过30~50ft时，这种做法不可行。

② 由于船舶要求及需要在一个单独连续的区域铺设及掩埋电缆，铺设电缆要比拆卸电缆难很多。

般情况下，未经疏浚或喷射的条件下，拆卸电缆的能力取决于电缆的重量与长度、沉积物类型及绞车的能力。在拆除操作中不需要具有大转盘的船及水下机器人 (ROV)。

12.1.5 变电站及气象塔

变电站退役由上部结构的拆除及导管架的拆除组成。重型起重船从导管架处吊起上部结构并放置于驳船上，在基础桩被切割后，用相同的船舶来吊起导管架。如果基础被灌浆到导管架桩脚，则将基础与桩一起吊起。气象塔拆除将进行类似的过程，但规模较小，所需船舶相对便宜。

12.2 风力机拆除模型

12.2.1 输入量

用户指定风电场的物理参数包括到港口的距离、风电场装机容量、机组容量。用户还需指定拆除船舶的类型（自升式驳船、起吊船和 SPIV）以及采用的物流系统（自运或者驳船）。该模型提供了日费率、船容量、扩展需求以及作业的持续时间。假定好历史日费率及当前技术。作业时间用经验推导的安装时间来设定。

12.2.2 自运模型

在自运模型中，主船舶将拆除并存放风力机的部件直到其承载力达到饱和，然后将返回港口并卸下部件。拆除速度以每次航运为基础，每次航运总时间为行程时间、装载时间、拆除时间以及内部场地迁移时间总和。

总的行程时间 (TRAVEL, h) 由船的速度 (S , kn) 以及到港口的距离 (D , n mile) 确定：

$$\text{TRAVEL} = 2 \left(\frac{D}{S} \right) \quad (12.1)$$

每次航运的总拆除时间 (REMOVE, h)、总的卸载时间 (LOAD, h)、总的内部场地迁移时间 (MOVE, h) 是船容量 (VC, 风力机数目) 以及每个风力机的拆除 (R , h)、卸载 (L , h) 和内场迁移 (M , h) 时间的函数：

$$\text{REMOVE} = \text{VC} \times R \quad (12.2)$$

$$\text{LOAD} = \text{VC} \times L \quad (12.3)$$

$$\text{MOVE} = \text{VC} \times M \quad (12.4)$$

每次航运 (TRIP, h) 总的时间为

$$\text{TRIP} = \text{TRAVEL} + \text{LOAD} + \text{REMOVE} + \text{MOVE} \quad (12.5)$$

由于天气原因，每次航运调整时间 (ADJTRIP, h) 为

$$\text{ADJTRIP} = \text{TRIP} \times \left(\frac{1}{W} \right) \quad (12.6)$$

式中, 参数 W 代表船不能运行的时间比例。 $W=1$, 表明无天气延误; $W=0.5$, 表明有 50% 的时间船不能运行。

需要航运的次数 (NUMTRIP) 由风力机总的数量 (NUMTURB) 与船的容量计算:

$$\text{NUMTRIP} = \frac{\text{NUMTURB}}{\text{VC}} \quad (12.7)$$

拆迁时间 (REMTIME, h) 由下式决定:

$$\text{REMTIME} = \text{ADJTRIP} \times \text{NUMTRIP} \quad (12.8)$$

每天总成本 (TDC, 美元/天) 是船的日费率 (VDR, 美元/天) 和需要的扩展船的日费率 (SDR, 美元/天) 总和:

$$\text{TDC} = \text{SDR} + \text{VDR} \quad (12.9)$$

总项目成本 (COST, 美元) 为拆迁时间 (标准化天) 乘以每天总成本:

$$\text{COST} = \frac{\text{REMTIME}}{24} \times \text{TDC} \quad (12.10)$$

12.2.3 驳船模型

在驳船模型中, 假定总有货驳可从拆迁船接受风力机部件, 以便没有因物流不畅而引起的停工期。因为主拆迁船不用来回往返港口, 所以不需要考虑行程时间 (TRAVEL) 与装载时间 (LOAD), 该模型以每个单件的拆迁时间来计算。

每个风力机总拆卸时间 (TURB, h) 是一个风力机拆除时间 (R) 与移动到其他场地时间 (M) 总和:

$$\text{TURB} = R + M \quad (12.11)$$

由于天气原因每个风力机调整时间为

$$\text{ADJTURB} = \text{UNIT} \times \left(\frac{1}{W} \right) \quad (12.12)$$

总的拆卸时间为每个风力机调整时间与风力机数量的乘积:

$$\text{REMTIME} = \text{ADJTURB} \times \text{NUMTURB} \quad (12.13)$$

与以上所述相同, 总成本为时间与每日成本的乘积:

$$\text{COST} = \frac{\text{REMTIME}}{24} \times \text{TDC} \quad (12.14)$$

12.2.4 非常规的模型

项目策划者调查拆除风力机的可选择方法以便减少拆除经费, 可选择方法是类似于砍树的方法, 这样避免专业船的成本, 减少了在现场施工的时间。

在机舱内流体及有危险材料拆除后, 风力机塔架将被切割, 然后允许其以可以控制或者无节制坠入大海, 风力机被吊到或者漂浮到驳船上并被带到海岸。这其中非常重要的工程任务为确保安全与有效的操作。

切割成本为船舶日费率与操作时间的乘积, 所需的船舶取决于拆卸的方法。最

低要求，需要一艘 OSV 进行切割与筹备的操作、一艘扩张的驳船把切断的风力机运输到海岸[⊙]以及一艘额外的船舶用于执行实际操作。在最大限度情况下，这些需求将增加一倍。假定船的成本如前所述（OSV 为 7500 美元/天，拖船为 10000 美元/天，船员/后勤船为 3500 美元/天以及驳船为 1750 美元/天，加上起重机成本 1000 美元）满足总的日费率在 24750 ~ 48500 美元/天之间。

切割的持续时间是确定的，考虑到安全问题，需要大量的筹备时间拆除脆弱的部件、附属的导线或漂浮系统。切割和起重作业可以快速进行。总共预计需 2 ~ 4 天为切割风力机做准备，需 1 ~ 2 天来切割风力机并回收风力机。每个风力机总的拆除成本在 74250 ~ 292000 美元之间，期望值为 165000 美元。

12.2.5 参数

根据表 12.1 输入船舶的成本与容量，结合船舶的类型与物流系统决定扩展需求与成本如表 12.2 所示。

表 12.1 风力机拆除船的成本与容量

船 的 类 型	速度/kn	风力机容量	日费率范围/ (美元/天)	期望日费率/ (美元/天)
起吊船	4 ~ 6	1 ~ 2	12500 ~ 75000	35400
自升式驳船	4 ~ 8	2 ~ 6	25000 ~ 150000	64200
SPIV	8 ~ 12	6 ~ 8	60000 ~ 300000	134300

表 12.2 由船舶的类型与运行系统决定的风轮拆除日费率成本

船 的 类 型	运行系统	船舶的数量			总的日费率/(美元/天)		
		拖船	驳船	海员艇	最小值	最大值	期望值
SPIV	驳船	2 ~ 3	2 ~ 3	2 ~ 4	30500	49250	39875
SPIV	自运	0	0	1 ~ 3	3500	10500	7000
自升式驳船	驳船	3 ~ 4	2 ~ 3	2 ~ 4	40500	59250	49875
自升式驳船	自运	1 ~ 2	0	1 ~ 3	13500	30500	22000
起吊船	驳船	2 ~ 3	2 ~ 3	2 ~ 4	30500	49250	39875
起吊船	自运	0 ~ 1	0	1 ~ 3	3500	20500	12000

注：假定拖船、驳船及交通船的日费率分别为 10000 美元/天、1750 美元/天与 3500 美元/天。

表 12.3 为不同装机容量风力机的拆除时间。越小的风力机，需要的拆除时间越短，因为拆除船需要较少的起重机来完成工作。拆除时间为安装时间乘以折扣系

⊙ 驳船可配备有起重机或者半潜式平台；或为海洋石油支持船配备可移动式起重机。

数（DF），该系数变化范围为 0.75 ~ 0.99，期望值为 0.90^[1]。折扣系数表明拆除操作较少受自然环境影响。目前对 4 ~ 5MW 风力机的拆迁，起吊船容量限制了其使用。表 12.4 为天气因素、迁移时间及卸载时间的模型输入数据。假设迁移时间与天气因素对其影响与安装操作一致，但是拆除中的卸载时间比安装中的装载时间短些。

表 12.3 由风力机装机容量与船类型决定的拆除时间

风力机装机容量/MW	船 类 型	拆除时间 R/h		
		最小值	最大值	期望值
2.5 ~ 3	起吊船	65	86	76
	自升式驳船	43	65	54
	SPIV	32	43	38
3 ~ 4	起吊船	86	108	97
	自升式驳船	54	86	65
	SPIV	43	54	49
4 ~ 5	起吊船	NA	NA	NA
	自升式驳船	65	108	86
	SPIV	54	86	65

表 12.4 影响风力机拆除因素的参数范围

模 型	卸载时间 L/h	迁移时间 M/h	天气因素正常运行时间 W（%）
自运	2 ~ 4（3）	4 ~ 8（6）	75 ~ 90（85）
驳船	NA	4 ~ 8（6）	75 ~ 90（85）

注：括号中的为期望值。

12.2.6 实例

Cape Wind 海上风电场由 130 个 3.6MW 风力机组成，离风电场大约 60n mile 的罗德岛匡西特附近的港口作为临时施工与传送区。在所有的船舶类型内，对驳船与自运模型进行比较，日费率与工作持续时间设定在预期水平[⊖]。

表 12.5 为比较结果，Cape Wind 海上风电场风力机拆除成本在 3500 万 ~ 6000 万美元之间，取决于船舶类型与物流系统。这些费用比预期的安装费用低（大约 10%），起吊船在成本上比自升式驳船与 SPIV 便宜，自运系统比驳船系统便宜。用砍伐方法拆除风力机费用为 2210 万美元。

⊖ 如果使用表12.1 ~ 表12.4 的最小和最大参数，成本的变化幅度会大大增加且缺少信息价值。

表 12.5 Cape Wind 海上风电场风力机拆除成本估算

船 舶 类 型	物 流 系 统	成本/百万美元
SPIV	自运	51.5
SPIV	驳船	61.0
自升式驳船	自运	42.1
自升式驳船	驳船	51.6
起吊船	自运	36.5
起吊船	驳船	49.4
平均	—	48.7
替代方法	—	22.1

图 12.1 为不同的折扣因数下风力机拆除成本的范围。期望的参数仅为输入，以及由船舶类型与物流方法偏差引起的成本范围（图中条块的高度）。折扣因数固然重要，船舶类型与物流方法也很重要，会引起类似程度的成本不确定性。

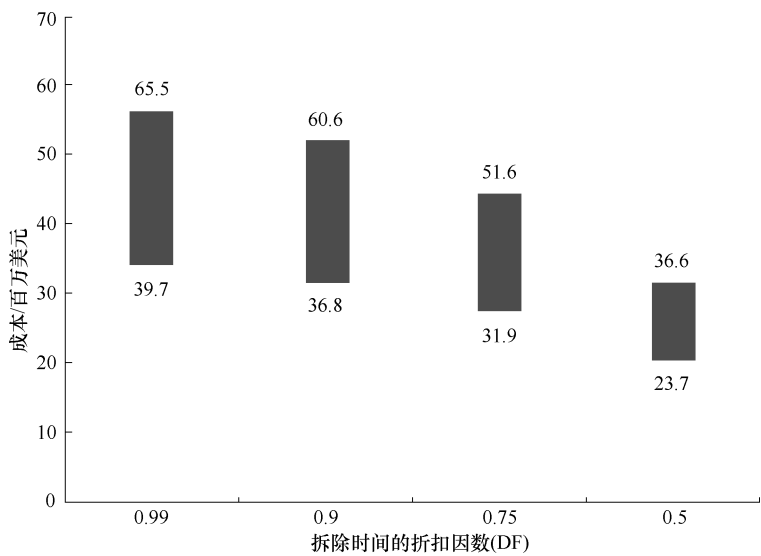


图 12.1 Cape Wind 海上风电场假定的折扣因数的风力机拆除成本

12.3 基础拆除

12.3.1 输入量

用户指定风电场容量、风力机容量、船舶类型及物流方法（OSV 支撑或单个船）。此外，用户可提供桩直径的数据或可以采用由模型给出的默认值。

12.3.2 单个船

在单个船拆除时所需总时间以每个基础为基准计算。拆除一个基础的时间由现场的稳定时间 (JACKUP, h)、从基础泵泥浆的时间 (PUMP, h)、对桩径 (D , m) 基础进行切割的时间 (CUT, h/m)、将基础吊起并运到驳船的时间 (LIFT, h) 以及用千斤顶放下船和移动到下一处基础的时间 (MOVE, h) 组成。这些时间总和即为拆迁每个基础的总时间 (TPF, h):

$$TPF = JACKUP + PUMP + (CUT \times D) + LIFT + MOVE \quad (12.15)$$

基础拆除总成本是一个基础的拆除总时间、基础数目 (NUMFOUND) 以及每日总成本 (TDC, 美元/天) 的乘积。基础的数目由风电场容量除以风力机容量定义, 每日的总成本是船舶与扩展船的日费率 (VDR 与 SDR) 之和:

$$COST = (VDR + SDR) \times (FC/TC) \times TPF \quad (12.16)$$

该模型不包含对船舶类型的时间折扣, 即不同类型的船舶的切断时间 (或稳定时间、吊起时间等) 是相同的, 因此能完成工作的总日费率 (包含扩展项) 最低的船舶永远是最佳的选择。

12.3.3 OSV 支撑

对于 OSV 支撑, 所需成本是 OSV 与主要拆除船的成本总和。主要拆除船的日成本是船舶与扩展船的日费率总和。对于拆除船, 每个基础的时间 (TPFr, h) 是由在现场稳定时间、将基础吊起并运到驳船的时间, 以及用千斤顶放下船舶及移动到下一处基础的时间组成:

$$TPFr = JACKUP + LIFT + MOVE \quad (12.17)$$

切割单桩所需时间 (TPFo, h) 由喷射时间、泵泥时间、切桩时间、基础处的稳定时间 (STABILIZE, h) 以及搬迁到另一处基础的时间组成:

$$TPFo = STABILIZE + PUMP + CUT + MOVE \quad (12.18)$$

OSV 的每天的日成本为日费率 (ODR, 美元/天), 可忽略不计 OSV 的现场稳定及移动到下一处基础的时间, OSV 与吊船的总成本为

$$COST = [TPFR \times (FC/TC) \times (VDR + SDR)] + [TPFo \times (FC/TC) \times ODR] \quad (12.19)$$

12.3.4 参数

表 12.1 给出了船舶的日费率。若使用自升式驳船, 扩展船包括两个拖船与一个驳船 (SDR 为 21750 美元/天); 若使用 SPIV, 扩展船包括一个拖船与一个驳船 (SDR 为 11750 美元/天)^①; 假定 OSV 日费率范围在 5000 ~ 10000 美元/天之间, 平均值为 7500 美元/天, 包括燃料费用。OSV 与单个船模型的时间参数如表 12.6

① 这说明相对于风力机拆除或者安装, 基础拆除扩展需求减少, 由于工作性质的不敏感及在等待驳船从港口返回时主船舶至少可以装有一个拆除的基础。

所示。除了切割时间随单桩直径而定，其他所有的参数均假定为恒定值。除了切割时间是以单桩直径每米所需的时间（h/m）为单位，其他时间均以小时（h）为单位^[2]。抽吸时间取决于抽吸容量，设 100 ~ 150m³ 的泥土抽吸速度为 25 ~ 50m³/h，基础切割定在泥土以下 15ft 处。大部分参数均没有考虑扩展船类型，然而若使用单个船提升时间进行的略快，因为该起重机带有伴随切割基础的操作。

表 12.6 不同的基础拆除方法拆除每个基础所需的时间

船类型	任 务	OSV 支撑时间/h			单个船时间/h		
		期望值	最小值	最大值	期望值	最小值	最大值
OSV	稳固	0.5	0.25	2	—	—	—
	抽吸	4	2	6	—	—	—
	切割	16h/m	10h/m	24h/m	—	—	—
	搬迁	0.5	0.25	2	—	—	—
起重船	自升式驳船	4	2	8	4	2	8
	抽吸	—	—	—	4	2	6
	切割	—	—	—	16h/m	10h/m	24h/m
	吊起	4	2	8	3	2	8
	搬迁	4	2	8	4	2	8

12.3.5 实例

表 12.7 为提议的 Cape Wind 海上风电场一个直径为 5.1m 基础的拆除成本范围。从表 12.6 中得到的时间参数允许变化，但是主船舶、船的扩展以及 OSV 设定为期望值以限制费用。假定使用带有驳船扩展的自升式驳船（见表 12.2）。OSV 支撑模型的成本大约是单个船模型的 37%。表 12.2 也给出了 Cape Wind 海上风电场估算的总的基础拆除成本。总成本范围随假定的持续时间与支撑方法显著变化，但是一般低于风力机拆除成本。若使用单个船的方法，基础拆除成本与基础安装成本相差不大；但是若使用 OSV 支撑，基础拆除成本约为基础安装成本的 20%。

表 12.7 Cape Wind 海上风电场的基础拆除成本估算（1000 美元）

模 型	期 望 值	最 小 值	最 大 值
OSV 支撑（单个基础）	70.0	38.2	164.9
单个船（单个基础）	345.9	211.1	545.5
OSV 支撑（总的风电场）	9100	4966	21437
单个船（总的风电场）	44967	27443	70915

12.4 电缆

12.4.1 输入量

用户须指定已知的内部阵列及输出电缆的长度，否则用离岸距离代表内部阵列及输出电缆的长度，可通过方程式近似求得 [见式 (9.19)]。该模型提供了日费率、船舶容量、扩展需求以及作业持续时间。假定历史性的日费率及通用技术，作业持续时间用相对于经验推导出的安装时间来设定。

12.4.2 模型

对输出电缆与内部阵列电缆，拆卸成本估算相同，均为电缆长度 (km) 除以电缆拆卸速度 (km/天)，再乘以船舶的每日总成本。

12.4.3 参数

从已知的安装速度 (km/天) 及膨胀因子 (IF) 估计电缆拆卸时间。IF = 1，表明安装与拆卸以相同的速度进行；IF = 2，表明拆卸进度是安装进度的 2 倍。内部阵列电缆 IF 设定在 1.5 ~ 3 之间，输出电缆 IF 在 1 ~ 2 之间。通常内部阵列电缆安装速度在 0.1 ~ 0.6km/天之间 (平均值为 0.3km/天)，输出电缆安装速度在 0.2 ~ 1.4km/天之间 (平均值为 0.7km/天)^[4]。

对于内部阵列电缆，每日总成本由驳船扩展与 OSV 的成本组成，潜水作业由 OSV 进行施工。OSV 的成本假定在 15000 ~ 25000 美元/天之间 (平均值为 20000 美元/天)，驳船扩展在 7000 ~ 17000 美元/天之间 (平均值为 12000 美元/天)。对于输出电缆，需要额外的船舶帮助回收掩埋部分的电缆，很多船舶可以完成这个任务 (如 OSV、专门的驳船扩展、挖泥船)，额外的成本为 15000 美元/天。

12.4.4 实例

表 12.8 总结了 Cape Wind 海上风电场估计的电缆拆除成本。电缆的长度源于公司评估^[3,4]。表 12.8 中的最大与最小成本由在最大和最小值之间不同的膨胀因子得到，其他参数为期望值。

表 12.8 Cape Wind 海上风电场电缆拆除成本估价

参数/单位	计 算 公 式	内部阵列电缆	外 部 电 缆
长度/km	输入数据	130	25
安装时间/(km/天)	输入数据	0.3	0.7
膨胀因子	输入数据	2	1.25
拆除速度/(km/天)	安装时间 × 膨胀因子	0.6	0.9
拆除时间/天	长度 ÷ 拆除速度	217	28
总的日费率/(美元/天)	输入数据	32000	44000

(续)

参数/单位	计 算 公 式	内部阵列电缆	外 部 电 缆
期望成本/(1000 美元)	拆除时间 × 总的日费率	6944	1232
最大成本/(1000 美元)	拆除时间 × 总的日费率	9244	1571
最小成本 (1000 美元)	拆除时间 × 总的日费率	4622	783

12.5 变电站及气象塔

对于变电站拆除，需要 OSV 来支撑潜水员进行截桩操作，整个操作过程中 OSV 及重型起重船将留在现场。因此日成本由重型起重船、OSV 及驳船扩展成本组成，总的成本在 122000 ~ 140000 美元/天之间。表 12.9 为估算的操作时间。

表 12.9 拆除变电站与气象塔的时间分量

作 业	变电站/h	气象塔/h
搬运	12	12
安置锚	1	1
切割上部结构	12	4
吊离上部结构	3	3
截桩	48	36
吊离导管架	3	3
拉锚	1	1
搬运	12	12
总时间	92	72
期望成本	502	185
最大成本	536	228
最小成本	467	141

注：成本单位为 1000 美元。

对于气象塔的拆除，上部结构被拆卸，并放置在驳船，起吊船支撑船员切割桩。每日成本范围为 47000 ~ 76000 美元，包括在 35000 ~ 64000 美元之间的起吊船或自升式驳船及 12000 美元的驳船扩展。表 12.9 所示为时间分量，每单位变电站与气象塔拆除成本分别在 467000 ~ 536000 美元及 141000 ~ 185000 美元之间。

12.6 冲刷防护

冲刷防护的拆除在基础拆除之前（若需外切割）或者紧随着基础拆除进行。需要机械的疏浚船将岩石护甲抬到货物驳船上。对于混凝土垫层，疏浚的方法与成本可能不同。对于所有的美国陆军工程兵团资助项目，挖掘成本大约为 5 美元/yd³（1yd=0.9144m）（包括材料处理）。但是与冲刷防护拆除相似的 nonhopper 成本高很多，平均为 23 美元/yd³，个别项目成本达到 104 美元/yd³[5]。鉴于冲刷防护的密度及海洋环境的复杂性，拆除成本约为 25 美元/yd³（33 美元/m³）。假定每个风力机用 1000~1500t 的岩石来防护，变质的岩石密度大约为 2.75 g/cm³[6]；因此每个基础用 363~545m³ 的岩石来防护[⊖]。鉴于这些假设，拆除成本在 12000~18000 美元/基础之间。

12.7 场地清理

可以对整个风电场或以单个风力机为基础进行场地清理。也就是说，风电场整个区域需要清理及核实或者仅对各个风力机周围一定半径范围内的区域进行清理。现有规定以结构基础来定义，但是清理半径没有制定，这两种情况都要考虑。

12.7.1 每个风力机

若风力机场地清理操作类似于石油、天然气行业的沉箱及井保护装置的场地清理，且有相似程度的碎片要清理[⊖]，那么可以用石油、天然气行业的数据来推断近海风电场场地清理费用。假定以单个风力机为中心，半径为 183m 的区域将被清理。因为风力机间距大约为 7 个风力机的直径长，清理区域将不重叠。假定单个基础的场地清理成本为 16000 美元，范围为 6000~26000 美元[7]。总的清理成本由风力机、变电站及气象塔的数量乘以单个风力机的清理成本。

12.7.2 整个风电场

对于整个风电场，总项目成本是风电场的面积乘以单位面积成本。风电场的面积可以由用户输入（若用户已知），或通过方程式[⊖]来估算。假定场地清理和核实成本为 84000 美元/km²，范围为 37000~131000 美元/km²[7]。期望规模经济可能会节省一些费用。

⊖ 这与 Horns Rev 2 风电场风力机周围安置的 380m³ 冲刷防护是一致的。

⊖ 这被认为是合理的假设，因为维护与维修操作主要发生在塔架和机舱组件内，且海上风力机与沉井及井保护装置类似均为无人设备。机组的寿命也差不多。

⊖ 风电场的面积近似为 $AREA(\text{面积}) = -51.5 + 0.41RD + 0.65NT$ 。式中，面积单位为 km²；RD 为风力机直径（m）；NT 为风力机的数目。

12.7.3 实例

表 12.10 给出了 Cape Wind 海上风电场的场地清理应用和核实成本运算法则。单个风力机清理成本比整个风电场清理成本低，因为清理面积比整个风电场面积少 23%。成本范围大约在 100 万~400 万美元之间，期望值为 200 万美元。这些费用可能比实际费用高，因为长期包租的一艘船的日费率低。虽然场地清理成本较低，但是拆除成本是不可忽略的一部分。

表 12.10 Cape Wind 海上风电场估算的场地清理和核实成本

模 型	参数化	单 位 成 本	单 位 数 目	估算成本/(1000 美元)
单个风力机	期望值	16000 美元/风力机	132 ^①	2112
单个风力机	最小值	6000 美元/风力机	132 ^①	792
单个风力机	最大值	26000 美元/风力机	132 ^①	3432
整个场地	期望值	43000 美元/km ²	62km ²	2399 ^②
整个场地	最小值	19000 美元/km ²	62km ²	1060 ^②
整个场地	最大值	67000 美元/km ²	62km ²	3739 ^②

① 表示包含一个气象塔与一个变电站。

② 表示包括 10% 的规模经济折扣。

12.8 材料处理成本

处理成本包括三部分：加工成本、运输成本及废料收入或者废物填埋成本。风电场部件有多种处理方案（见表 12.11），各部件的最终处理决定总成本。

表 12.11 组成部件的处理方案

组 成 部 件	人 工 礁	垃 圾 填 埋	废 料	留 在 原 地
风力机叶片	否	是	否	否
风力机机舱	否	是	是	否
风力机塔架	否	未定	是	否
单桩过渡件	是	是	是	否
单桩	是	未定	是	否
电缆	否	是	否	是
冲刷防护	否	未定	是	是
变电站基础	是	未定	是	否
变电站上部	否	是	否	否

12.8.1 加工成本

废弃或填埋的材料产生加工成本。对填埋的材料，切割部件为了加工为可用卡车运载的长度及重量（假定小于 40ft 及 20t），会产生加工成本；对废钢，为了将

切割部件加工为小型钢铁厂可接受的合适尺寸（一般为 2 × 5ft），也会产生加工成本。加工成本以每英尺或者每吨为基准来估算。

单桩、塔架及单桩/过渡件组装有多种切割方法。切割钢管的成本由当地劳动成本、切割的复杂性、钢的厚度及所采用的切割方法^[8] 决定。切割有多种工具，包括氧气电弧切割、热喷枪、唐料水射流及等离子弧。若因材料的厚度及缺乏机械切割设备，则采用热喷枪。

表 12. 12 为单桩、塔架及单桩/过渡件组装的切割时间与成本，劳动成本为 25 美元/h。切割要满足分解管状构件为小型钢铁厂可接受的尺寸的条件，这种切割的总长度可通过以下方程式近似得到：

$$\min \left\{ \left(\left\lceil \frac{D}{Y} \right\rceil + 1 \right) L + \left\lfloor \frac{L}{X} \right\rfloor C, \left(\left\lceil \frac{D}{X} \right\rceil + 1 \right) L + \left\lfloor \frac{L}{Y} \right\rfloor C \right\} \quad (12. 20)$$

式中， D 为直径； C 为圆周； L 为管状构件的长度； X 、 Y 为最终切割件的长、宽度，所有量为相同的单位。算符 $\lceil X \rceil$ 、 $\lfloor Y \rfloor$ 分别表示向上舍入和向下舍入； $\min$ 表明应该选择构件的较小值。国内的重金属钢铁 HMS #1 能被小型钢铁厂接受的厚度至少为 1/4in，长度小于 5 × 2ft，这种情况下的 X 、 Y 为 5ft、2ft（反之亦然）。长度与直径可输入，或通过运算法则来估算。

表 12. 12 估算陆地部件的切割成本^[15,16]（1000 美元）

部件	厚度/cm	切割速度/(cm/s)	原料	劳动力	总计
塔架	3	0. 5	3	0. 4	3. 4
单桩	5	0. 2	8	1. 1	9. 1
单桩/过渡件组装 ^①	5 + 7 + 5	0. 2, 0. 15, 0. 2	8 + 10 + 8	3. 6	29. 6

① 过渡件组装由钢、水泥及钢源组成。

从单桩/过渡件组装除去灌浆成本为 20 美元/t，变电站导管架加工成本为 50 ~ 100 美元/t^[8]。风力机及变电站上部加工相对复杂，成本在 100 ~ 200 美元/t。

12. 8. 2 残值

钢是一种高度可回收的材料，可以根据所在地废钢市场的供需情况再次出售。废钢的价值是由它的重量、质量、尺寸及销售时的市场状况确定。图 12. 2 所示为美国 2005 ~ 2010 年重金属废钢 HMS #1 的平均价格，这期间的平均价格为 243 美元/t。在成本估计中假定范围为 100 ~ 380 美元/t，平均残值为 243 美元/t。对于退役操作中，电缆与风力机中的铜可能产生收入，但是考虑到从电缆拆卸铜的方法与成本的不确定性，此处不研究。

12. 8. 3 垃圾填埋成本

垃圾填埋成本定义为处理不能循环利用、人工造礁及保留在原地的任何物的成

本。假定填埋的材料符合“建筑与拆除”类别或惰性废弃物，不考虑风力机中存在的一些有害物质如油及电子元器件。惰性及废料材料的垃圾填埋场的成本是变量，设定范围为 20 ~ 136 美元/t，期望成本为 30 美元/t^[9-12]。垃圾填埋场的成本随地区的不同而不同，东南部和海湾处最低，东北和大西洋中部各州最高。

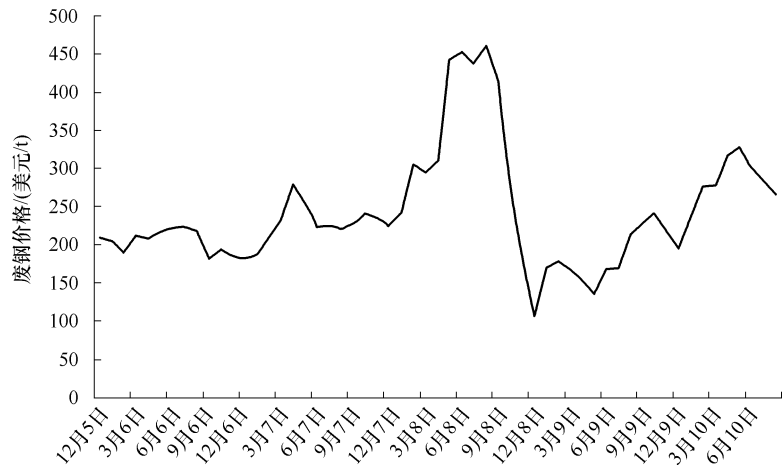


图 12.2 美国重金属废钢价格

12.8.4 运输成本

废弃及垃圾填埋材料必须用卡车从港口运输到废物设施处，总的运输成本和运输单位成本是运输距离的函数。小钢厂位于整个海湾、大西洋和五大湖区，特别是宾夕法尼亚州、得克萨斯州、南卡罗来纳州、纽约州、新泽西州、印第安纳州、伊利诺伊州和俄亥俄州。鉴于 1.6 ~ 2.4 美元/mile 的运输成本^[12] 及一辆卡车可装载 24t，则假定每吨每英里的成本为 0.07 ~ 0.1 美元，期望成本为 0.08 美元。通过河的驳船运输将会更便宜，但是不予考虑。例如，将 200t 的风力机塔架运送到 400mile 的一个小钢厂，期望成本为 0.08 美元/(t · mile) × 200t × 400mile = 6400 美元，相对其他成本，运输成本较低。

12.8.5 造礁

如果可以确定礁址并允许其在风电场附近，造礁有可能将执行其生态价值，同时减少处理、加工和运输成本。若风电场离礁址的距离比港口的距离远，将会产生额外的运输成本，造礁可能是不经济的。若既不知道到港口的距离也不知道到一个假设的人工鱼礁的距离，假定两者距离相等，且忽略运输成本。假定礁处置的总成本为零，包括加工、运输及垃圾填埋场的成本。

12.8.6 实例

表12.13为Cape Wind海上风电场期望的处理成本。假定裸露的单桩、单桩/

表 12.13 Cape Wind 海上风电场部件、处理重量、期望成本与收入

部件	重量/ (t/部件)	总风电场 重量/t	切割长度/ (ft/部件)	处理 方法	切割成本/ (美元/ft)	加工成本/ (美元/t)	运输成本/ [美元/ (t·mile)]	填埋成本/ (美元/t)	残值/ (美元/t)	总收入 /百万美元
单桩	71	9234	717	丢弃	9.1	—	0.08	—	243	1.3
单桩/过渡部件组装	107	12766	615	丢弃	29.6	—	0.08	—	243	0.7
灰浆	5	650	—	填埋	—	20	0.08	30	—	-0.04
塔架	190	24700	4108	丢弃	3.4	—	0.08	—	243	4.0
风力机 ^①	132	17160	—	丢弃	—	150	0.08	—	243	1.4
风力机 ^②	88	11440	—	填埋	—	150	0.08	30	—	-2.1
输出电缆	75kg/m	2066	—	填埋	—	—	0.08	30	—	-0.08
内部阵列电缆	30kg/m	5026	—	填埋	—	—	0.08	30	—	-0.19
变电站导管架	900	900	—	丢弃	—	75	0.08	—	243	0.14
变电站上部	1000	1000	—	填埋	—	150	0.08	30	—	-0.15
总收入										5.0

① 表示 60% 丢弃。

② 表示 40% 填埋。

过渡件装配及塔架长分别为 35ft、30ft 及 225ft，运输距离为 100mile，使用第 11 章推导的长度和重量算法。由于低切割成本及大的重量，塔架提供最大的收入。然而，即使有较高的加工成本，单桩/过渡件装配可以产生收入，建议给定的这些参数组合，将不用人工造礁的方法处理。风力机是不能回收的部分，也是占用了最大的成本，这表明通过最大化风力机的可回收部分可以达到节省费用的目的。在 Cape Wind 海上风电场进行切割、加工和废物处理后，部件的残余价值的净收入达到 500 万美元，此数值将随钢的价格和劳动力成本的作业时间而变化，与退役的其他部件不同，会产生收益。

12.9 Cape Wind 海上风电场退役方案

表 12.14 为 Cape Wind 海上风电场退役操作的三种方案。第一种方案，拆除电缆及冲刷保护；第二种方案，电缆及冲刷保护留在原地；第三种方案，采用砍伐风力机方法。

表 12.14 Cape Wind 海上风电场三种退役方案估算的成本

阶 段	部 件	拆除电缆/百万美元		不拆除电缆/百万美元	
		成本	收益	成本	收益
拆除	风力机	48.7 (22.1)	—	48.7 (22.1)	—
	基础	9.1	—	9.1	—
	变电站	0.5	—	0.6	—
	输出电缆	1.2	—	—	—
	内部阵列电缆	6.9	—	—	—
	气象塔	0.2	—	0.3	—
	冲刷	1.9	—	—	—
现场清理		2.1	—	2.1	—
拆除小计		70.5 (43.9)	—	60.6 (34.0)	—
处理	风力机机舱与叶片	2.1	1.4	2.1	1.4
	风力机塔架	—	4.0	—	1.4
	基础	0.04	2.0	0.04	4.0
	变电站导管架	—	0.14	—	2.0
	变电站上部	0.15	—	0.15	0.14
	输出电缆	0.08	—	—	—
	内部阵列电缆	0.19	—	—	—
处理小计		2.5	7.5	2.3	7.5
总成本		65.5 (38.9)	—	55.4 (28.8)	—

注：砍伐风力机方法成本标注在括号中。

前两种方案用期望值来确定参数,在这两种情况下成本是相似的,主要成本为拆除风力机成本。假定的切割基础由 OSV 完成;若需要重型起重船,总退役成本增加约 3500 万美元,这样拆除基础与拆除风力机一样昂贵。在这两种方案中,决定总退役成本是拆除成本并非处理成本。总体成本为 100000 ~ 140000 美元/MW;这些成本比开发的总投资成本少 5% (估计为 380 万美元/MW)。

假定使用标准的拆除方法拆除电缆,拆除成本为 4980 万 ~ 10010 万美元,期望值为 7050 万美元。若电缆保留在原地,拆除成本为 4440 万 ~ 8930 万美元,期望值为 6060 万美元。拆除电缆的处理成本可获利润为 790 万 ~ 1570 万美元,不拆除电缆则为 690 万 ~ 1590 万美元。拆除电缆的总退役成本为 3410 万 ~ 10800 万美元,不拆除电缆则为 2850 万 ~ 9610 万美元。

尽管使用不同的方法,以上结果与 Cape Wind 海上风电场估算的退役成本相似。Cape Wind 海上风电场采用通用的退役成本估算为 40000 英镑/MW,这是根据欧洲研究机构对大量的行业人员进行采访得到的^[13]。在核算通货膨胀率与汇率后,Cape Wind 海上风电场估算的单位成本增加了一倍,确定总成本为 6600 万美元 (141000 美元/MW)。Cape Wind 海上风电场估计风电场的残值为 3700 万美元,则净成本为 2900 万美元^[14]。

Cape Wind 海上风电场预计的 6600 万美元拆除成本与模型估计的 7050 万美元相近,但是 Cape Wind 海上风电场开发商假定项目部件残值为 3700 万美元,然而目前学者估算的净残值为 500 万美元。如果回收电缆里的铜,这里介绍的残值将偏低^[13,14],但还没有到解释这种差异的程度。

砍伐风力机方法也被介绍,在砍伐方式下,拆除风力机成本从 4870 万美元降到 2210 万美元。使用砍伐技术拆除风力机成本为 880 万 ~ 3510 万美元,甚至在最大参数下砍伐还要比凭借标准方法的期望成本低。这表明如果方案是可行的且技术上的障碍可以克服,砍伐方式将是较廉价的可选择的标准退役方法。

12.10 拟建海上风电场的退役成本

表 12.15 为三个拟建的美国海上风电场的退役成本:Coastal Point (TX)、Blue-water Wind (DE) 和 Garden State (NJ)。从公共资源处获得预期系统配置的输入数据,但由于处于早期发展阶段,输入数据明显比 Cape Wind 海上风电场有更多的不确定性,因此,输出结果同样受到限制。

假定采用 SPIV 通过自运方式拆除风力机,基础是由 OSV 支撑拆除,电缆及冲刷防护留在原地,所有参数采用期望值。两个项目计划用导管架或三脚架的基础而不是单桩,但这两个项目的拆除成本按照单桩来建模。

表 12.15 美国拟建海上风电场的期望退役成本

风电场	装机容量/ MW	风力机 数目	到港口的 距离/n mile	拆除成本/ 百万美元	处理成本/ 百万美元	残值/ 百万美元	总成本/ 百万美元
Coastal Point	150	60	20	24.5	0.9	1.9	23.4
Bluewater	450	150	100	68.3	1.7	10.3	59.7
Garden State	350	96	80	47.7	1.8	4.2	45.3

三个项目的估算退役成本为 129000 ~ 156000 美元/MW，与 Cape Wind 海上风电场估算一致。与 Cape Wind 海上风电场一样，拆除成本主导总成本，风力机拆除成本占拆除成本约 80%。该模型的输出对假定的重量、长度和直径的变化不敏感，但是对影响风力机拆除时间的假定变化敏感。当这些海上风电场按照更好的发展计划建设时，将使用更好的输入数据重新估算成本。

12.11 讨论

海上风电场债券要求可利用上述介绍的模型，逐项给予考虑，以得到最准确的估计。以每兆瓦或每个机组为基准确定的债券要求是不恰当的，因为退役成本取决于风力机尺寸及容量、风力机数目、基础类型、拆除方法、离港口的距离、处理方法及可保留在原地的构件。

从管理的角度看，在租赁末期运营商继续持续经营，并有足够的收入来满足退役需求，这一点是重要的。对海上石油和天然气行业，任意时刻运营商能达到退役债务能力的一个重要的衡量尺度是储备金或年收入与退役负债比值。对于海上风电场，等效的衡量尺度为期望产生的电力值。在施工开始前已确立电力购买协议 (PPA)，功率可以从风速数据得到可靠估计，因此不同于石油和天然气的开发，开发商的未来收入可以可靠地预测到，这有助于降低与运营商默认值有关的不确定性。

退役成本模型受项目当前成本的需要以及将来技术的限制。虽然估价可因预计的膨胀因子调整，但是船舶日费率是高度不确定的，并对成本产生重大的直接和间接影响。由于这些不确定因素，所有模型参数的范围很大。通过计算不确定性再扩展，模型输出成本范围也在增大。在考虑的时间段内拆除技术不期望发生显著变化，这样在传统方案下认为由于技术上改进引起的变化很小。但是风力机新的、创造性拆除方法可能会降低总的退役成本，但直到开始出现重大的退役作业才有可能在这方面取得进展。

参 考 文 献

1. Hewson TA, Stamberg JB (2008) Beech Ridge Energy LLC financial assurance needs. Prepared for Mountain Communities for Responsible Energy. 7 October.
2. Kaiser MJ, Pulsipher AG, Byrd RC (2004) Model estimates abrasive cutting costs. *Oil Gas J* 102(39):44–47
3. MMS (2008) Cape Wind final environmental impact statement. Minerals Management Service, Herndon, VA. 2008-040
4. Pirelli ABB (2004) Interstitial optical option for submarine composite cable. <http://www.boemre.gov/offshore/PDFs/CWFiles/123.pdf>. Accessed 24 Oct 2010
5. USACE (2010) Analysis of dredging costs. U.S. Army Corps of Engineers. <http://www.ndc.iwr.usace.army.mil//dredge/ddcosts.htm>. Accessed 24 Oct 2010
6. Smithson S (1971) Densities of metamorphic rocks. *Geophysics* 36:690
7. Kaiser MJ, Martin J (2009) An update on the cost of net trawling operations in the Gulf of Mexico. *Marine Policy* 33(1):58–63
8. Kaiser MJ, Pulsipher AG (2010) Scrap and storage markets in the Gulf of Mexico-III. Process workflows and industry structure. *Energy Sources, Part B: Econ, Plan Policy* 5(3):250–260
9. Araman PA, Bush RJ, Hammet AL, Hager EG (1998) Wood pallets and landfills: Status and opportunities for economic recovery and recycling. In: *Proceedings, WASTECON/ISWA World Congress, SWANA 36th Annual International Solid Waste Exposition*, Charlotte, NC, Solid Waste Association of North America. Silver Spring, MD, 26–29 Oct 1998
10. Elzarka H (2007) Making the case for construction waste management. In: *International Proceedings of the 43rd Annual Conference of the Associated Schools of Construction*. Flagstaff, AZ
11. Georgia Department of Community Affairs (2010) Annual solid waste report—executive summary. <http://www.dca.state.ga.us/development/research/programs/downloads/2009ExecutiveSummary.pdf>. Accessed 24 Oct 2010
12. Fairtran (2010) Rates and indexes. <https://www.fairtran.com/fairtrans/Truckload-Rate-Index.aspx>. Accessed 24 Oct 2010
13. Climate Change Capital (2006) Offshore renewable energy decommissioning study. *Climate Change Capital* p 75
14. Rosenzweig DS (2010) Affidavit of Dennis J. Duffy to Massachusetts Department of Public Utilities. Docket 10–54, August 31
15. Wang H, Pranda P, Hlavacek P (2004) Flame-focusing modification of a wire-core thermal lance. *Weld Res* 39(3):283–287.
16. Wang H, Pranda P, Hlavacek P (2004) The eutectic generation effect and chemical modification of thermal lance cutting of concrete. *J Mater Sci* 39(23):7003–7008

Translation from English language edition:

Offshore Wind Energy Cost Modeling

By Mark J. Kaiser and Brian F. Snyder

Copyright © 2012, Springer London.

Springer London is a part of Springer Science + Business Media.

All Rights Reserved.

本书中文简体字版由 Springer 授权机械工业出版社出版, 未经出版者书面允许, 不得以任何方式复制或发行本书的任何部分。版权所有, 翻印必究。

本书版权登记号: 图字 01-2012-3718 号。

图书在版编目 (CIP) 数据

海上风电成本建模: 安装与拆除/(美)凯泽 (Kaiser, M. J.), (美)斯耐德 (Snyder, B. F.) 著; 赵振宙等译. —北京: 机械工业出版社, 2013. 11
(国际电气工程先进技术译丛)

书名原文: Offshore Wind Energy Cost Modeling: Installation and Decommissioning

ISBN 978-7-111-44612-5

I. ①海… II. ①凯…②斯…③赵… III. ①风力发电—海上工程—研究
IV. ①TM614②P752

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2013) 第 257336 号

机械工业出版社 (北京市百万庄大街 22 号 邮政编码 100037)

策划编辑: 刘星宁 责任编辑: 刘星宁

版式设计: 常天培 责任校对: 张玉琴

封面设计: 马精明 责任印制: 乔 宇

保定市 中画美凯印刷有限公司印刷

2014 年 4 月第 1 版第 1 次印刷

169mm × 239mm · 13 印张 · 257 千字

0 001—3 000 册

标准书号: ISBN 978-7-111-44612-5

定价: 68.00 元

凡购本书, 如有缺页、倒页、脱页, 由本社发行部调换

电话服务

网络服务

社服务中心: (010) 88361066 教材网: <http://www.cmpedu.com>

销售一部: (010) 68326294 机工官网: <http://www.cmpbook.com>

销售二部: (010) 88379649 机工官博: <http://weibo.com/cmp1952>

读者购书热线: (010) 88379203 封面无防伪标均为盗版



本书特色

海上风能是世界上前景最好和发展最快的可再生能源之一。本书提供了评估安装和拆除费用的方法，并利用欧洲的经验案例，来为海上风电产业现有的流程和系统提供参考。

本书为成本建模提供指导，具体包含以下四步：

- 背景和概述；
- 安装过程和船舶要求；
- 安装成本估算；
- 拆除方法和成本估算。

通过视觉教具和数据表，为整个海上风电开发中的关键原则的独立而详细的处理方法提供解释。本书对于任何对海上风电产业感兴趣的人来说都是一份很好的资料，特别是对于那些对安装和拆除的技术和经济方面感兴趣的人。本书为风电业内人士以及决策者在进行系统安装或拆除的成本估算时提供了一个可靠的参考点。

为中华崛起传播智慧

地址：北京市百万庄大街22号
邮政编码：100037

电话服务
社服务中心：010-88361066
销售一部：010-68326294
销售二部：010-88379649
读者购书热线：010-88379203
网络服务
教材网：<http://www.cmpedu.com>
机工官网：<http://www.cmpbook.com>
机工微博：<http://weibo.com/cmp1952>
封面无防伪标均为盗版

策划编辑◎刘星宁

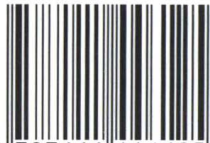
国际电气工程先进技术译丛 传播国际最新技术成果 搭建电气工程技术平台

《海上风电成本建模：安装与拆除》
《智能电网——设计与分析基础》
《功率理论与电能质量治理》
《混合动力电动汽车原理及应用前景》
《智能电网中的传导电磁干扰》
《风能转换技术进展》
《电机传动系统控制》
《储氢材料：储存性能表征》
《风力机技术》
《小型风力机：分析、设计与应用》
《通信系统高电压保护》
《磁性测量手册》
《ESD设计与综合》
《太阳能利用技术及工程应用》
《超级电容器的应用》
《小型风力机：分析、设计与应用》
《太阳电池、LED和二极管的原理：PN结的作用》
《风力发电系统——技术与趋势》
《可持续电力系统的建模与控制：面向更为智能和绿色的电网》
《电力系统高级预测技术和发电优化调度》
《大规模储能技术》
《风电系统电能质量和稳定性对策》
《环境能源发电：太阳能、风能和海洋能》
《传热学：电力电子器件热管理》
《现代电力电子学与交流传动》
《功率半导体器件：原理、特性和可靠性》
《风能系统——实现安全可靠运行的优化设计与建设》
《储能技术》
《光伏系统工程》（原书第3版）
《光伏与风力发电系统并网变换器》
《车辆能量管理：建模、控制与优化》
《纯电动及混合动力汽车设计基础》（原书第2版）
《电动汽车技术、政策与市场》
《永磁无刷电机及其驱动技术》
《先进电气驱动的分析、建模与控制》
《智能电网可再生能源系统设计》
《风力发电工程指南》
《用于制造固体氧化物燃料电池的钙钛矿型氧化物》
《太阳能物理》
《柔性交流输电系统在电网中的建模与仿真》
《风电并网：联网与系统运行》
《可再生能源的转换、传输和储存》
《海底电力电缆——设计、安装、修复和环境影响》
《光伏技术与工程手册》
《风力发电的模拟与控制》
《风电场并网稳定性技术》

上架指导 工业技术 / 电气工程 / 新能源

ISBN 978-7-111-44612-5

ISBN 978-7-111-44612-5



9 787111 446125 >

定价：68.00元